



APPLICATION DES SYSTEMES HYDROGENE POUR LES BESOINS DU DEVELOPPEMENT A HORIZON 2020-2025

Mai 2011

L'accès à l'énergie constitue, aujourd'hui comme dans un futur proche, une problématique clé dans les pays en développement. Parallèlement, les systèmes hydrogène, matures pour certaines applications industrielles, font l'objet actuellement de nombreux développements scientifiques.

La question se pose donc d'une éventuelle adéquation entre les besoins des populations défavorisées et les potentialités offertes par les systèmes hydrogène présents et futurs.

Ce sujet, de plus en plus évoqué d'un point de vue R&D, intéresse désormais également les acteurs de l'aide au développement. C'est bien là que réside l'objet de cette étude, qui espère contribuer à éveiller l'intérêt du plus grand nombre de personnes concernées par ces thématiques, en conciliant les points de vue solution pour l'accès à l'énergie et développement de nouveaux marchés pour l'hydrogène.

RESUME / EXECUTIVE SUMMARY



Résumé (Français)

La présente étude vise à identifier les applications potentielles des technologies ayant recours à l'hydrogène pour répondre aux besoins des pays en développement à horizon 2020-2025. Pour cette raison, les besoins du développement ont été segmentés, au même titre que les technologies de production, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène, ainsi que les sources d'alimentation énergétique utilisées pour la production d'hydrogène (partie 2).

A partir de quelques éléments de maturité des systèmes hydrogène (partie 3) et de notions de coût (annexe), il a ensuite été possible d'identifier des solutions (c'est-à-dire un ensemble matière première, technologie de production, source énergétique, technologie de stockage / distribution, et technologie d'utilisation) répondant à un besoin identifié.

Il ressort de cette étude que des systèmes hydrogène peuvent effectivement répondre à certains besoins du développement : Ce travail a ainsi permis la mise en place de fiches solutions, au nombre de douze (partie 4). Ces fiches ne sont pas exhaustives, et peuvent avantageusement être combinées entre elles pour répondre au mieux à chaque besoin particulier, en cas d'application à des projets concrets. Le contexte géographique ainsi que la disponibilité des matières premières et des sources d'énergie conditionnent notamment les solutions applicables.

Les solutions présentées dans le cadre de cette étude couvrent les besoins suivants :

- Alimentation électrique multi-usages (base ou secours, avec production centralisée ou décentralisée, et selon différentes gammes de puissance)
- Alimentation thermique (coproduction de chaleur ou froid)
- Alimentation énergétique dans des cas particuliers (réseau télécom, électronique portable)
- Transport, avec le cas particulier des flottes captives

Deux paramètres contextuels clés ont également guidé cette étude :

- L'hydrogène, a fortiori s'il est produit de manière « propre » (et donc autrement que par l'actuel vaporeformage de méthane), peut bénéficier d'un avantage significatif en regard des groupes électrogènes notamment.
- L'utilisation de l'hydrogène, comme partie intégrante du nouveau mix énergétique, permet de s'affranchir du prix du pétrole, qui risque fort, à horizon 2020-2025 d'avoir encore augmenté dans des proportions rendant son accès

excessivement coûteux aux populations défavorisées.

Pour ces raisons, il ressort de cette étude que les solutions ayant *a priori* le potentiel d'application le plus immédiat sont celles qui utilisent les énergies renouvelables pour produire de l'hydrogène via un électrolyseur, ou basées sur le vaporeformage d'une matière première « verte ». L'hydrogène stocké permet de plus, par utilisation dans une pile à combustible, de fournir une alimentation électrique continue, même en cas de couplage entre un électrolyseur et une énergie renouvelable intermittente. Un tel système garantit donc l'accès continu à l'électricité dans des zones non reliées au réseau électrique.

Le principal obstacle à l'implémentation d'une telle solution est plus d'ordre économique que technique. Il est donc raisonnable de penser que, à horizon 2020-2025, les efforts déployés par les industriels auront permis une baisse suffisante des coûts pour rendre ces solutions accessibles. Une telle assertion mériterait toutefois une analyse plus approfondie afin d'être validée ou infirmée.

En parallèle, l'utilisation de l'hydrogène comme solution de stockage pour augmenter la fiabilité des réseaux électriques semble également une piste intéressante à creuser. A ce titre, l'hydrogène entrerait alors en concurrence avec l'ensemble des solutions de stockage existantes ou en cours de développement.

Enfin, l'ensemble des autres solutions présentées, puisqu'elles répondent à un besoin avéré du développement, reposent sur l'existence d'un marché que les industriels auront assurément les moyens de satisfaire s'ils le souhaitent.

D'une manière plus générale, il semble acquis que, sur ce type de sujets, un rapprochement entre acteurs industriels et acteurs de la société civile ne peut être que bénéfique, les premiers ayant de nouveaux marchés à conquérir, sous réserve de développer des produits adaptés à bas coût, et les seconds pouvant bénéficier au plus tôt des progrès technologiques réalisés dans les pays occidentaux pour améliorer l'efficacité des projets de développement implémentés.

Cette étude conclut donc à l'existence d'un potentiel pour l'application des systèmes hydrogène pour répondre aux besoins du développement. Les progrès technologiques requis sont toutefois encore conséquents pour une pleine applicabilité dès 2020-2025 : Des efforts (R&D, financement, études pilotes) sont donc requis.

RESUME / EXECUTIVE SUMMARY



Executive Summary (English)

The current study aims at identifying the potential applications of hydrogen-based technologies in answering developing countries needs by 2020-2025. In order to do so, developing needs have been split into several categories. So do hydrogen production, storage and use technologies, as well as the energy sources used for hydrogen production (part 2).

Based on some maturity data for hydrogen systems (part 3) and some cost figures (appendix), it has then become possible to identify solutions (meaning the conjunction of a raw material, hydrogen production technology, energy source, storage and distribution technology, use technology) answering a given need.

The outcome of this study is that hydrogen systems can actually answer part of the development needs : This work has enabled the creation of solution sheets, twelve namely (part 4). These sheets are not exhaustive, and can efficiently be combined so as to best match a particular need, if applied to actual projects. The geographical context, as well as the raw materials and energy sources availability, are key drivers in selecting the applicable solutions.

The solutions presented in the frame of this study can answer the following needs :

- Multi-purpose electricity supply (as base load or back-up, from a centralized or remote production, and with various available power ranges)
- Thermal supply (with heat or cold being coproduced)
- Energy supply in particular cases (telecom network, portable electronic devices)
- Transportation, in the particular case of captive fleets

Two key contextual parameters have also greatly driven this study :

- Hydrogen can benefit from a significant advantage over its competitors (generators mainly), even more when it is produced on a « green » basis (which implies not through the currently widely spread steam methane reforming).
- Using hydrogen, part of the new energy mix, can allow to be no longer dependent on oil prices, which are likely to increase by 2020-2025 to such a level that oil would become unaffordable for the poor households.

Consequently, this study illustrates that the most likely straight forward applicable solutions are those relying on renewable energies to produce hydrogen through an electrolyser, or on steam reforming of a “green” raw source. Furthermore, stored hydrogen can allow a continuous electricity supply, when used in a fuel cell, even when an electrolyser is relying on an intermittent renewable energy source. Such a system can thus guarantee a continuous access to electricity in remote areas not connected to the grid.

The main barrier to be overcome before implementation of such a solution is more economic rather than technical. Development efforts performed by industrial companies can thus realistically be thought to allow, by 2020-2025, a significant cut in costs, sufficient to make these solutions affordable. Such a sentence would however deserve a deeper analysis in order to be confirmed or denied.

Similarly, use of hydrogen on a storage purpose with the target to increase electricity grid reliability also seems to be an interesting path to investigate. On that respect, hydrogen would then compete with all the existing or under development storage technologies.

At last, all the other solutions included in this study are corresponding to a real need of developing countries. There is thus a market existing that industrial companies are definitely able to meet if they wish to.

More generally speaking, there is little doubt that, on this kind of subjects, a connection between industrial companies and civil society actors can only result in a favourable outcome : The first ones can have new markets to capture, provided they develop low cost well fitted products, while the latter can benefit earlier from the technological breakthrough occurring in western countries, so as to improve the efficiency of the projects implemented in developing countries.

The outcome of this study consequently is that there is a real potential for the successful application of hydrogen systems to answer development needs. However, the technological improvements required are substantial for a full applicability as early as 2020-2025 : Efforts (R&D, financing, pilot studies) are thus required.

TABLE DES MATIERES



Table des matières

Résumé	2
• Résumé (Français)	2
• Executive Summary (English)	3
Table des matières	4
1. Introduction	5
• Contexte de l'étude	5
• Objectif de l'étude	5
• Diffusion	6
• Méthodologie	6
• Structuration	6
• Périmètre géographique	6
2. Segmentation	7
• Interprétation du schéma de segmentation systèmes H₂ - besoins du développement	7
• Schéma de la segmentation des systèmes H₂ et des besoins du développement	13
3. Maturités	14
• Interprétation des schémas de maturité	14
• Schéma de la maturité des technologies de production d'H₂	15
• Interprétation du tableau comparatif des PAC	16
• Tableau comparatif des PAC	18
4. Fiches solutions	20
• Fonctionnement du radar	20
• Interprétation des fiches solutions	21
• 12 fiches solutions	23
• 1 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, très petite puissance (Hybridation PV / PAC)	23
• 2 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Hybridation Eolien / PAC)	24
• 3 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Hybridation Biogaz / PAC)	25
• 4 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Reformage intégré / PAC)	26
• 5 – Alimentation énergétique : Secours – Sites relié réseau électrique, moyenne puissance	27
• 6 – Alimentation énergétique : Base – Sites reliés réseau, grande puissance	28
• 7 – Alimentation énergétique – Générateurs portables	29
• 8 – Plateforme multifonctionnelle – H₂ et méthanisation	30
• 9 – Energétique et thermique résidentiel / industriel – H₂, chaleur, froid	31
• 10 – Flotte captive – Distribution bouteilles H₂	32
• 11 – Relais télécom	33
• 12 – Electronique portable – Cartouches Méthanol ou H₂	34
5. Conclusions et recommandations	35
Annexe	37
• Contenu	37
• Eléments quantitatifs : Rendements	37
• Eléments quantitatifs : Coûts	38
• Références	40

1. INTRODUCTION



Contexte de l'étude

ENEA Consulting, société de conseil spécialisée sur le secteur de l'énergie, est née d'une recherche de sens, d'une envie de construire un modèle d'entreprise performant et impliqué dans le monde du développement. Optimiser l'exploitation des ressources énergétiques essentielles et améliorer l'accès à l'énergie des populations défavorisées sont des enjeux cruciaux actuels. Pour ce faire, ENEA Consulting a décidé, depuis sa création, de consacrer bénévolement 20% du temps de ses consultants aux organismes d'aide au développement, et à la diffusion en accès libre de connaissances en lien avec ces enjeux énergétiques.

Le rôle de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique fait précisément partie intégrante des sujets qu'ENEA Consulting souhaite promouvoir, à son humble mesure, dans le cas particulier de l'application de ces systèmes hydrogène¹ aux pays en développement.

En effet, si l'utilisation du dihydrogène pour des applications industrielles est mature depuis plusieurs décennies, l'exploitation des propriétés énergétiques de cette molécule est plus récente. Des arguments tels que le

caractère propre (émissions de gaz à effet de serre nulles) de l'hydrogène au point d'utilisation, ou encore son utilisation comme vecteur énergétique des énergies renouvelables peuvent favoriser son développement. Ainsi, sous l'impulsion des travaux de recherche en cours et du déploiement de pilotes ces dernières années, l'utilisation à court et moyen terme de l'hydrogène comme vecteur énergétique est-elle probable dans les pays occidentaux.

Mais la question de la faisabilité de son utilisation dans les pays en développement mérite également d'être posée, notamment dans un futur proche. Ainsi un horizon de temps 2020-2025 a-t-il été retenu pour cette étude.

Afin de faire progresser la réflexion sur ce sujet aujourd'hui encore peu analysé, ENEA Consulting s'est entourée d'experts de l'ONG française GRET (Groupe de Recherche et d'Echanges Technologiques) et d'Air Liquide, afin de bénéficier de leur regard critique, respectivement sur la question de l'adéquation des solutions techniques aux besoins réels des populations des pays en développement, et sur la validité technique des recommandations effectuées.



Objectif de l'étude

Cette étude ne prétend aucunement à l'exhaustivité des solutions² techniques étudiées, pas plus qu'elle n'aurait la prétention d'affirmer couvrir l'ensemble des usages pertinents qui pourrait être fait de l'hydrogène dans les pays en développement. En outre, la comparaison préliminaire réalisée entre les solutions identifiées ne doit pas se voir attribuer d'autre portée que celle de fournir des tendances et indications.

En revanche, l'objectif avéré de cette étude est de mettre sur le devant de la scène certains usages des systèmes hydrogène, qui permettent effectivement de répondre à des besoins réels des populations défavorisées.

Ces quelques solutions mériteraient des analyses bien plus approfondies, que la charge (bénévole) limitée consacrée à ce projet ne permet pas de réaliser. Néanmoins, si ces quelques fiches pouvaient inspirer tant les experts et

chercheurs dans la promotion de leur travaux de recherche, que les industriels à la recherche de nouveaux marchés pour l'hydrogène, ou que les acteurs de la société civile demandeurs de solutions pertinentes pour améliorer les conditions d'accès à l'énergie dans les pays en développement, ou encore que les bailleurs de fonds, alors l'objectif intrinsèque de cette étude serait pleinement atteint.

ENEA Consulting n'est certainement pas la mieux placée pour étudier plus finement et développer ces solutions. Mais si certaines des solutions identifiées venaient à retenir l'attention des acteurs concernés, alors il ne fait pas de doute qu'elles pourraient en effet voir le jour, pour le bénéfice du plus grand monde : Organismes de recherche, acteurs industriels, société civile, et, bien sûr, les populations des pays en développement *in fine*.

¹ Système hydrogène : Ensemble de la chaîne matière première - production H₂ - alimentation énergétique - stockage H₂ - distribution H₂ - utilisation H₂

² Solution : Couple système hydrogène - besoin du développement, dans lequel le premier constitue une réponse au second

1. INTRODUCTION

Diffusion

ENEA Consulting diffuse cette étude sous **licence Creative Commons** : Cette étude peut être reproduite, distribuée, modifiée sous réserve de respect des conditions suivantes :

- **Paternité** : ENEA Consulting, auteur original de l'étude, doit être cité comme tel
- **Pas d'utilisation commerciale** : Ce document ne peut être

utilisé à des fins commerciales

• **Partage des conditions initiales à l'identique** : En cas de modification, transformation ou adaptation de la présente étude, la distribution de la création ne peut se faire que sous cette même licence Creative Commons, aux mêmes conditions

Méthodologie

Afin d'appréhender des sujets complexes tels que l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique, les équipes d'ENEA Consulting ont étayé leurs propres connaissances et capacités d'analyse par :

- Des études bibliographiques ciblées, sur le thème des technologies de production, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène
- Des études bibliographiques sur l'utilisation actuelle ou attendue de l'hydrogène dans les pays en développement
- Une analyse critique par les experts d'Air Liquide des segmentations technologiques et des préconisations techniques
- Une analyse critique des besoins des pays en développement par les experts du GRET
- Des interviews ciblées avec les experts de différents organismes de recherche internationaux, ainsi qu'avec quelques acteurs industriels et institutionnels concernés

Le croisement de ces différentes sources d'information a permis tant de valider la rigueur des informations techniques et sociétales présentées dans ce document, que leur objectivité. ENEA n'ayant en effet pas d'intérêt à promouvoir plus une solution technologique qu'une autre, les fiches solutions obtenues se veulent le reflet non déformé des pistes d'utilisation des systèmes hydrogène *a priori* les plus pertinentes pour répondre aux problématiques des pays en développement.

L'ensemble des contributeurs de l'étude (rapports ou interviews) sont mentionnés dans les références en fin de rapport. ENEA Consulting les remercie pour leur apport et leur éclairage précieux.

ENEA Consulting remercie plus particulièrement Jacques Monvois du GRET, ainsi que Marianne Julien et Mathieu Gardette d'Air Liquide, pour leur participation active au projet.

Structuration

Le plan de ce rapport reprend le fil conducteur de l'étude, ayant permis d'aboutir aux solutions identifiées.

Ainsi la segmentation des systèmes hydrogène et des besoins du développement précède-t-elle l'étude de la maturité des quelques composants clés des systèmes hydrogène (production, stockage, piles à combustible).

La disponibilité de ces données factuelles a en conséquence permis l'identification de solutions *a priori* pertinentes, détaillées dans des fiches associées. Ce sont précisément ces fiches qui constituent les principales conclusions de cette étude, et pourront potentiellement inciter au lancement de programmes de recherche et développement

pour valider ou infirmer l'intérêt réel de ces solutions, et ainsi permettre leur déploiement à l'échelle commerciale.

Sur la base des différentes fiches solutions sont également fournies des conclusions et recommandations, permettant à chacun, y compris aux néophytes de l'hydrogène, de pouvoir apprécier le champ des possibles et de se forger une opinion sur les pistes les plus prometteuses.

Enfin, en annexe, quelques éléments quantitatifs sont indiqués (coûts, rendements, ...), et une liste des références utilisées pour la réalisation de cette étude permet l'approfondissement du sujet auprès d'auteurs plus experts sur le sujet de l'hydrogène.

Périmètre géographique

Par « pays en développement », on entend dans le cadre de cette étude, une grande variété de pays, allant du BASIC (Brésil, Afrique du Sud, Inde, Chine) jusqu'aux PMA (Pays

les Moins Avancés). Il est bien évident que le degré d'application des solutions proposées est fonction des cas d'utilisation envisagés, et donc des pays d'implémentation.

2. SEGMENTATION

Raisons d'une segmentation

La présente étude traitant des utilisations potentielles des systèmes hydrogène pour répondre aux besoins du développement, il est nécessaire, dans un premier temps, d'identifier tant les technologies hydrogène existantes et futures, que les besoins spécifiques des pays en développement. C'est précisément l'objet de la segmentation présentée sur la page 9, qui, à défaut d'être

exhaustive, se veut didactique afin de permettre une vision synthétique du champ des possibles : L'ensemble des systèmes hydrogène peut être mis en relation avec les différents besoins.

Les explications relatives à ces deux segmentations sont fournies ci-après.

Segmentation des besoins

Les besoins individuels de chaque pays, voire de chaque zone géographique, peuvent évoluer entre aujourd'hui et 2020-2025, en tenant compte des différents programmes de développement en cours, et de la hausse du niveau de vie par endroits.

En revanche, d'une manière globale, l'ensemble des besoins du développement constatés aujourd'hui sera hélas toujours d'actualité à horizon 2020-2025.

C'est pourquoi la segmentation réalisée correspond tant aux besoins actuels que futurs. Il appartient alors à chaque développeur de projet de définir, parmi l'ensemble de ces besoins, ceux qui lui sont prioritaires dans son cas particulier.

Les besoins sont classiquement segmentés selon les catégories suivantes : Transport, stationnaire (qui peut lui-même être subdivisé entre les usages résidentiels, industriels et autres), et mobile.

Transport :

La catégorie transport regroupe des besoins assez divers, du simple transport individuel (moto, auto) ou collectif (bus), aux transports non routiers (maritime, aérien, voire spatial), en passant par les flottes captives (véhicule de distribution parcourant en circuit fermé un même trajet de manière régulière). Ces besoins correspondent à des niveaux de richesse très variés, les applications aériennes et spatiales notamment ne pouvant guère concerner que les plus avancés des pays en développement (pays du BASIC : Brésil, Afrique du Sud, Inde, Chine).

D'une manière générale, le transport est particulièrement représentatif des configurations où il est très probable que les systèmes d'hydrogène ne puissent s'imposer qu'après transfert de technologie des pays développés vers les pays en développement. En d'autres termes, il convient, pour déterminer l'applicabilité de l'hydrogène pour les besoins du transport, de suivre avant tout les évolutions industrielles dans les pays de l'OCDE. Une fois ces

technologies matures (véhicule à hydrogène notamment), alors seulement pourront-elles être déployées vers les pays en développement. L'apparition de technologies hydrogène directement adaptées aux besoins des pays en développement en terme de transport est donc très peu probable.

Il est à noter que la priorité donnée au besoin de transport peut différer fortement en fonction des pays. Elle est notamment significativement plus faible dans les PMA (pays les moins avancés) que dans les pays du Basic par exemple.

Stationnaire résidentiel :

Les besoins dans le résidentiel sont assez universels, et encore insuffisamment couverts à ce jour. 1,4 milliards de personnes n'ont encore pas accès à l'électricité en 2010 par exemple. En dépit des programmes en cours, soutenus par les bailleurs de fonds et réalisés avec le concours des ONG occidentales et locales, l'accès aux services essentiels tels que l'électricité et l'eau sera encore un sujet majeur en 2020-2025.

C'est pourquoi figurent, parmi les besoins du résidentiel, l'accès à l'électricité, au chauffage, à la climatisation, à des sources de cuisson autres que l'utilisation d'une biomasse non renouvelable¹, et à une eau potable.

La diversité géographique et climatique des pays en développement recouvre ces différents besoins (chauffage dans les régions montagneuses, climatisation dans les régions désertiques).

Pour les pays ou régions les plus pauvres, il s'agit des besoins les plus fondamentaux. C'est pourquoi plusieurs solutions identifiées dans ce rapport traitent de cette thématique.

Stationnaire industriel :

En complément des besoins résidentiels, l'accès à une source d'énergie permet de répondre à nombre de besoins industriels.

¹ La variation des stocks de biomasse d'une année sur l'autre définit les fractions renouvelable et non-renouvelable de biomasse : Si l'extraction, d'origine humaine, est supérieure à la croissance naturelle de la biomasse, alors la différence est qualifiée de non-renouvelable. Des projets d'efficacité énergétique ou de substitution (dont l'utilisation du vecteur hydrogène) permettent de réduire la consommation de biomasse non-renouvelable.

2. SEGMENTATION

Dans ce contexte, on fait essentiellement référence aux petites activités industrielles, génératrices de revenus.

Dans cette optique, on peut concevoir une utilisation directe de l'hydrogène en tant que combustible (sans conversion en électricité dans une PAC donc), ainsi qu'une consommation dans des industries dont le procédé requiert une source d'hydrogène (raffinage, production d'engrais - ammoniac notamment -, métallurgie, industrie verrière, hydrogénation des huiles, électronique, laboratoires, ...).

Par ailleurs, la production d'hydrogène et son utilisation via une pile à combustible pouvant s'accompagner, selon le système choisi, respectivement d'une coproduction d'oxygène et d'eau, il est également possible d'envisager une utilisation industrielle de ces deux coproduits. L'oxygène peut avoir des applications médicales et dans l'aciérie notamment, tandis que l'eau obtenue via la production d'électricité dans des piles à combustible peut servir comme eau utilité dans des procédés industriels. De fait, cette eau est déminéralisée, et n'est donc pas potable sans reminéralisation. En première approximation, on peut considérer que l'eau consommée dans un électrolyseur pour production d'hydrogène est recyclée à 80-90% après utilisation dans une pile à combustible.

Quant à l'électricité produite par le biais d'une pile à combustible, elle peut également servir pour le pompage et l'épuration d'eau, services cruciaux dans les pays en développement [15].

Enfin, à plus grande échelle, et pour les pays les plus avancés parmi les pays en développement, une injection

d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel constitue une option potentiellement intéressante dans les années à venir [12].

Stationnaire autres :

D'autres besoins relèvent également d'un usage stationnaire, bien que non couverts par les besoins résidentiels ou industriels.

Il s'agit notamment des petites activités commerciales génératrices de revenus (qui requièrent une alimentation énergétique), de l'éclairage public, et des alimentations de secours sur des secteurs sensibles (hôpitaux dans un premier lieu, puis télécom) [14].

Mobile :

Enfin, l'hydrogène peut constituer une solution intéressante pour les besoins de type mobile. Cette catégorie recouvre d'une part les alimentations électriques mobiles (événementiel typiquement), et d'autre part les besoins modernes de faible puissance liés à des postes de consommation eux-mêmes mobiles, tels que les téléphones et ordinateurs portables.

Ces derniers besoins, s'ils peuvent paraître moins fondamentaux pour les pays en développement que l'accès à l'énergie, n'en sont pas moins des sujets à prendre en considération, compte tenu de la forte diffusion de ces technologies dans les pays en développement et de l'importance de l'image sociale qui leur est attachée.

Segmentation des systèmes hydrogène

Le champ des possibles pour produire, stocker, et utiliser l'hydrogène est assez vaste. De manière schématique, il est intéressant de partir de la matière première contenant initialement les atomes d'hydrogène, de considérer le mode de séparation des atomes d'hydrogène du reste de la matière première, puis de considérer les modes de stockage/distribution et d'utilisation de cet hydrogène produit.

Une attention particulière est également portée à la source énergétique utilisée pour la production d'hydrogène.

Le schéma de synthèse fourni n'est certes pas exhaustif, mais a le mérite de présenter les technologies actuelles ou les plus probables à l'échelle industrielle dans le futur.

A) Matière première :

La segmentation retenue est très classique, et reflète les matières premières présentes dans les pays en développement. Elles peuvent être solides (charbon, biomasse), liquides (pétrole, bioliquide, eau), ou gazeuses (gaz, biogaz). L'atome d'hydrogène apparaît soit dans les chaînes d'hydrocarbures (C_xH_y), soit dans les molécules d'eau (H_2O).

Bien évidemment, les matières premières ne sont pas

toutes interchangeables dans les différents procédés de production d'hydrogène. C'est donc également la disponibilité des différentes matières premières dans le cas particulier de chaque projet qui conditionne ou du moins restreint le choix du procédé de production d'hydrogène.

B) Production d'hydrogène :

Il existe plusieurs technologies de production d'hydrogène, avec divers niveaux de maturité. En 2010, 95% de l'hydrogène produit dans le monde provient de méthane (issu du gaz naturel) par le biais de vaporeformage. Les 5% restants sont majoritairement produits par électrolyse de l'eau, ou par électrolyse chlore-soude (production de dihydrogène (H_2), de soude ($NaOH$) et de dichlore (Cl_2) à partir de sel ($NaCl$) en solution aqueuse (H_2O)).

Ces deux technologies sont donc bien évidemment à envisager pour la production d'hydrogène dans les pays en développement à horizon 2020-2025. Mais ce ne sont pas les seules.

C'est pourquoi figurent, de manière simplifiée, sur le schéma de segmentation, non seulement les technologies de production d'hydrogène matures, mais également les technologies innovantes, dont l'applicabilité dans les pays

2. SEGMENTATION

en développement à horizon 2020-2025 sera fonction de la vitesse d'évolution de la R&D à la maturité industrielle.

a) Technologies conventionnelles

• **Vaporemformage** [1] : Parmi les technologies matures figurent donc en premier lieu le reformage. Le vaporemformage (reformage à la vapeur) est le plus courant, mais des reformages autothermes ou à sec sont également possibles.

Le procédé est composé de deux étapes successives, permettant dans un premier temps la transformation des coupes légères d'hydrocarbures en gaz de synthèse (mélange H₂, CO, CO₂, CH₄ et H₂O), puis la conversion en hydrogène par réaction avec de la vapeur d'eau (*water gas shift*) sur un catalyseur au nickel.

Cette transformation a lieu à haute température (840 à 920 °C) et à pression modérée (de l'ordre de 20 à 30 bar).

Des étapes de décarbonatation et purification de l'hydrogène sont requises, afin de garantir une pureté satisfaisante de l'hydrogène, la pureté requise dépend de l'utilisation future.

La charge d'une unité de vaporemformage peut être du gaz naturel (cas de référence), du méthane pur, voire du naphta, de l'éthanol ou du méthanol.

• **Oxydation partielle (ou gazéification)** [1] : Ce procédé permet également la production de gaz de synthèse, puis d'hydrogène, à haute température (classiquement de 900 à 1500 °C) et à pression élevée (classiquement 20 à 60 bars), en présence d'oxygène en tant qu'oxydant et d'un modérateur de température (la vapeur d'eau). La consommation d'eau de ce procédé demeure modérée.

Ce sont des coupes plus lourdes de chaînes carbonées qui sont ainsi traitées (charbon, biomasse, pétrole), par rapport au vaporemformage. L'oxydation partielle se déroule (en général) sans catalyseur. Les mêmes étapes de décarbonatation et purification de l'hydrogène sont requises.

En pratique, l'oxydation partielle est utilisée pour des charges lourdes, quand le surcoût d'investissement par rapport au vaporemformage est compensé par le moindre coût de la matière première (résidus pétroliers lourds, coke de pétrole ou charbon par exemple).

Il est également envisageable d'utiliser ce procédé pour gazéifier de la biomasse, avant reformage pour production d'hydrogène. Cette filière est néanmoins souvent perçue comme complexe à mettre en œuvre techniquement [15].

Il est à noter que les procédés de vaporemformage et d'oxydation partielle peuvent également permettre la formation de méthanol, lequel peut être consommé dans une pile à combustible de type DMFC.

• **Electrolyse de l'eau** [1], [2] : Elle permet de dissocier les molécules d'eau en oxygène et hydrogène, via un apport électrique. A basse température, cette technologie est

classique, bien qu'aujourd'hui plus coûteuse que le vaporemformage (pour des capacités industrielles).

A ce jour, elle n'est utilisée que si l'électricité est bon marché et/ou si une pureté élevée de l'hydrogène produit est requise.

Il existe deux technologies principales d'électrolyseur : Electrolyseur à membrane (PEM), et électrolyseur alcalin. Si la pureté de l'hydrogène obtenu est meilleure avec un électrolyseur PEM (99.99% contre 99.8%) et la densité de courant supérieure (1 à 2 A/cm² contre 0,4 A/cm²), la présence de métaux nobles (platine) comme catalyseurs la rendent plus coûteuse que la technologie alcaline.

On notera en outre que, si les électrolyseurs PEM disposent d'une meilleure flexibilité aux variations du courant (ce qui les rend plus adaptés à un couplage EnR), il demeure une incertitude quant à leur durée de vie, faute d'une retour d'expérience suffisant à ce jour. Une dégradation des membranes plus importante que pour les électrolyseurs alcalins n'est pas à exclure.

D'un point de vue opérationnel, les risques d'explosion en milieu confiné lors de l'utilisation des électrolyseurs impose certaines contraintes [15]. Elle sont loin d'être insurmontables, mais doivent être prises en compte dans la définition du cadre d'application (milieu ouvert). La même contrainte s'applique à toute technologie en milieu confiné.

• **Industries** : Enfin, certains procédés industriels conduisent à la production d'hydrogène comme co-produit ou sous-produit. Dans ce cas de figure, l'hydrogène obtenu est donc directement disponible pour utilisation.

En terme de volume au niveau mondial, cette production d'hydrogène est négligeable, mais peut contribuer à la production d'hydrogène dit « vert » selon les sources.

b) Technologies innovantes

Parallèlement à ces filières conventionnelles, plusieurs technologies innovantes sont à ce jour à des stades plus ou moins avancés de développement. La liste ci-après ne se veut pas exhaustive, et ne constitue donc pas le reflet exact des travaux de R&D en cours sur l'hydrogène. En revanche, elle inclut des filières potentiellement intéressantes pour des applications dans les pays en développement, en plus de leurs possibles applications au préalable dans les pays de l'OCDE.

• **Pyrolyse** [1] : Ce procédé, traitant les mêmes intrants solides ou liquides que l'oxydation partielle, permet la dissociation de l'hydrogène et du carbone à très haute température (typiquement 1400°C). Il n'est pas encore mature à l'échelle industrielle à ce jour, mais pourrait progresser sous l'effet du développement des technologies susceptibles précisément de fournir des températures très élevées (solaire à concentration, nucléaire de 4^e génération). Outre l'hydrogène, ce procédé produit donc également du noir de carbone, qui peut être utilisé pour la

2. SEGMENTATION

fabrication de pneus, l'industrie du caoutchouc et celle des pigments. Ce coproduit peut fournir un intérêt supplémentaire pour cette filière dans certains cas particuliers.

- **Reformage plasma** [1] : Ce procédé consiste à provoquer une décharge électrique dans un milieu réactif d'hydrocarbures afin d'y créer un état ionisé, le plasma, créant une réaction en chaîne accélérant la décomposition en hydrogène et en carbone.

Il requiert ainsi des températures très élevées et un apport électrique important, qui le rendent aujourd'hui coûteux. Des efforts de développement sont donc requis d'ici 2020-2025 pour que cette technologie devienne compétitive.

- **Thermolyse** [2] : La thermolyse désigne une électrolyse à haute température (900 °C). Basé sur le même principe qu'une électrolyse alcaline ou PEM conventionnelle, ce procédé électrochimique s'en diffère par l'apport énergétique, de hautes températures se substituant à l'électricité. L'intérêt de cette technologie repose très fortement sur l'existence à proximité d'une source de chaleur très haute température à un coût modéré.

Il convient également, par rapport à une électrolyse conventionnelle, de tenir compte des phénomènes de corrosion et des contraintes thermiques plus élevées.

- **Cycle thermochimique** [16] : Le principe de ce cycle dit iode-soufre consiste en une succession de réactions chimiques en boucle fermée, au cours desquelles les différents composants (soufre et iode) sont recirculés, à l'exception de l'eau, de l'hydrogène et de l'oxygène. Ces deux derniers composés constituent les seuls produits du procédé. Ceci évite donc la nécessité d'apports extérieurs autres qu'une chaleur très haute température. Ce mode de production est adapté pour de grands volumes d'hydrogène produit. Il possède en outre l'avantage de pouvoir fonctionner avec de l'eau salée.

Enfin, les trois procédés suivants couvrent globalement ce qui est communément appelé la bio-production d'hydrogène (« Bio-H₂ »). Si la possible prédominance à terme de l'un de ses procédés sur les autres est difficile à anticiper pour des personnes non expertes de ces technologies, le nombre de travaux de recherche en cours sur ces sujets démontre s'il en est besoin qu'une production directement « verte » d'hydrogène répond à une demande avérée.

- **Photoélectrolyse** [1], [3], [17] : En utilisant l'énergie lumineuse (photons), l'eau est convertie en hydrogène et oxygène (photosynthèse et utilisation d'hydrogénases¹).

Sa mise en œuvre repose sur l'éclairement d'un photocatalyseur à semi-conducteur immergé dans un électrolyte aqueux ou dans l'eau. Intellectuellement, il s'agit d'une technologie très attrayante puisqu'elle utiliserait directement l'énergie lumineuse du soleil.

Le rendement de cette technologie pour une production stable d'hydrogène reste cependant faible (ordre de grandeur : 10%) : Des progrès sont attendus dans la largeur du spectre lumineux absorbé pour l'améliorer. C'est pourquoi des travaux de recherche sont en cours, tant sur les semi-conducteurs utilisés, que sur la tolérance à l'oxygène en fonction des hydrogénases retenues, ou sur des couplages avec des systèmes photovoltaïques.

Des trois filières Bio-H₂, c'est sans doute celle qui requerra le plus de temps de développement avant d'atteindre la maturité industrielle.

- **Biofermentation** [1], [3], [17], [18] : Ce procédé consiste en la fermentation de biomasse en l'absence de lumière, et en présence de bactéries. Son intérêt repose notamment sur la moindre consommation énergétique requise, rapportée à une mole de matière entrante, par rapport à une électrolyse conventionnelle. Les débits volumiques de production d'hydrogène sont particulièrement intéressants en comparaison des autres filières Bio-H₂.

En revanche, le rendement maximum théorique de cette filière reste faible (25 à 33%), et est encore moins élevé en pratique (~17% à ce jour). De plus la demande chimique en oxygène² est élevée.

Pour ces raisons, la biofermentation, à ce jour la filière la plus avancée parmi les trois technologies Bio-H₂, est aujourd'hui principalement étudiée en couplage avec d'autres filières : L'électrolyse microbienne, ou la méthanogénèse pour une co-production de CH₄ par digestion anaérobie. On parle alors d'une bio-fermentation à deux étages, avec un rendement total plus satisfaisant.

- **Electrolyse microbienne** [3], [4] : Dans ce procédé, une respiration bactériennes produit des électrons, utilisés pour la production d'H₂ par combinaison avec des protons. Son avantage réside clairement dans les rendements élevés qui peuvent être atteints, en fonction de la matière première utilisée (typiquement 67% à 91%). La production d'hydrogène peut ainsi être maximisée, tout en minimisant la demande chimique en oxygène de l'effluent. Les rendements peuvent en outre être encore améliorés par couplage de ce procédé avec la biofermentation.

En revanche, les pertes énergétiques sont encore perfectibles dans ce procédé, les débits volumiques de production d'hydrogène sont faibles, et leur augmentation serait antinomique avec le maintien d'une tension faible requise pour garantir l'efficacité du procédé.

¹ Hydrogénase : Enzyme qui catalyse de façon réversible la conversion des protons en dihydrogène selon la réaction $2H^+ + 2e^- = H_2$

² La demande chimique en oxygène (DCO) est la consommation en oxygène par les oxydants chimiques forts pour oxyder les substances organiques et minérales de l'eau. Elle permet d'évaluer la charge polluante des eaux usées.

2. SEGMENTATION

L'optimisation simultanée de ces deux paramètres fait l'objet des travaux de recherche en cours.

C) Source énergétique :

Afin de réaliser cette production d'hydrogène, une source énergétique est systématiquement requise. Elle peut être de différentes natures, la source énergétique retenue étant très souvent conditionnée par le mode de production d'hydrogène. On distingue quatre types d'énergie pouvant être mobilisées : Electrique, thermique, chimique et photonique.

• **Thermique** : Par énergie thermique, on entend apport de chaleur. Nombre de procédés de production d'hydrogène requièrent en effet une chaleur haute voire très haute température (typiquement 500 à 1500 °C). Dans le cadre de cette étude, on fait une distinction (purement qualitative, et sans frontière fixe entre les deux) entre chaleur élevée (représentée en orange sur le schéma) et chaleur très élevée (représentée en rouge).

La chaleur élevée est obtenue de manière conventionnelle, par tout procédé thermique (combustion). En revanche, une chaleur très élevée suppose des procédés adaptés permettant l'atteinte de telles températures : C'est notamment le cas du solaire à concentration, et des centrales nucléaires de 4^e génération.

L'énergie thermique est la plus fréquemment mobilisée pour la production d'hydrogène : Elle est utilisée pour le vaporeformage, ainsi que pour plusieurs procédés innovants. La plupart de ces procédés innovants requièrent toutefois une température très élevée, ce qui implique donc également le besoin d'une production d'énergie thermique mature. En d'autres termes la viabilité de ces procédés innovants est conditionnée non seulement par leur maturité intrinsèque mais également par celle des solutions solaire à concentration ou nucléaire 4^e génération.

• **Electrique** : Il est intéressant de tenir compte du mode de production de cette énergie électrique, en ce sens que le bilan, notamment environnemental, et la disponibilité de la solution étudiée sont directement affectés par ce mode de production et par le contexte local.

Ainsi peut-on envisager une électricité conventionnelle issue du réseau (dont le mix est alors propre à chaque cas particulier), une électricité intégralement d'origine nucléaire, ou une électricité dite renouvelable (hydroélectricité, éolien, solaire photovoltaïque, géothermie, énergies marines). Etant donné le contexte de cette étude, seront étudiées préférentiellement les solutions pour lesquelles l'énergie électrique est d'origine renouvelable. Le choix du type d'énergie renouvelable est directement lié aux ressources disponibles localement à l'endroit d'implémentation de la technologie de production d'hydrogène.

En pratique, l'énergie électrique est essentiellement

utilisée dans le cadre d'une électrolyse usuelle.

• **Photonique** : L'énergie photonique désigne l'énergie lumineuse, en provenance du soleil. C'est l'apport des photons qui permet de fournir l'énergie nécessaire à la dissociation de la matière première pour production d'hydrogène.

Cette énergie photonique est utilisée dans des procédés innovants bio-hydrogène (photoélectrolyse et électrolyse microbienne).

• **Chimique** : L'énergie chimique est directement liée aux réactions chimiques en jeu dans les procédés de production d'hydrogène.

Elle est mobilisée notamment pour l'oxydation partielle et pour le procédé de biofermentation.

D) Stockage et distribution d'hydrogène :

De la même manière qu'il existe des procédés établis et des procédés innovants en cours de développement pour la production d'hydrogène, il existe également différents niveaux de maturité pour son stockage et sa distribution .

Parmi les technologies matures figurent les réseaux d'hydrogène gazeux, ainsi que le stockage de l'hydrogène dans des bouteilles sous forme gazeux ou liquide. Parmi les technologies innovantes figurent notamment les hydrures et l'utilisation de nanoformes de carbone.

• **Réseau** : Les réseaux d'hydrogène gazeux constituent une solution adaptée à d'importants volumes d'hydrogène, permettant d'assurer directement la distribution du point de production aux lieux de consommation. La part conséquente de génie civil liée à cette option la rend nécessairement très coûteuse. Dans le cadre de cette étude, elle n'est donc envisageable que pour une production centralisée d'hydrogène à grande échelle. Les références de réseau gazeux d'hydrogène existent déjà, avec, par exemple, le vaste réseau dans le nord de la France et au Benelux, ainsi que celui du Golfe du Mexique.

• **Bouteilles hydrogène gazeux** [5] : S'il n'est pas distribué directement via un réseau, l'hydrogène peut être stocké, directement à l'état gazeux dans des bouteilles. Ce stockage se fait sous pression afin de réduire le volume occupé par l'hydrogène stocké. Les pressions de stockage usuelles en bouteilles métalliques sont de 150 à 300 bara. Les capacités de stockage sont typiquement de l'ordre de 3-4% massique et 20-25 g/l.

La nécessité de transport et distribution entre le lieu de production et le lieu de consommation implique, dans le cadre de cette étude, de limiter la distance entre ces deux sites.

Cette solution est usuelle, mais pénalisée par le coût lié à l'étape de compression (autoconsommation typiquement de l'ordre de 20%).

2. SEGMENTATION

• Bouteilles hydrogène liquide [5] : De la même manière, l'hydrogène peut, toujours à des fins de minimisation du volume occupé, être stocké sous forme liquide dans des bouteilles. Une étape de liquéfaction se substitue alors à l'étape de compression. Par rapport au stockage gazeux, le stockage liquide permet d'atteindre de plus grandes capacités volumétriques (30-35 g/l) et massiques (5-7%). Cette solution est également mature, mais pénalisée par le coût de la liquéfaction, encore plus élevée que le coût de compression (autoconsommation typiquement de l'ordre de 30 voire 40%) [12]. Des solutions intermédiaires de compression cryogénique sont également envisageables.

• Hydrures : Il est également possible de considérer un stockage de l'hydrogène à l'état solide. Les hydrures désignent ainsi l'association de l'hydrogène à un autre élément.

Les cas les plus usuels sont les hydrures métalliques, ainsi nommé en raison des éléments « métalliques » auxquels l'hydrogène est associé. Existente également les hydrures ioniques, et complexes.

Dans le cas des hydrures métalliques, le composé métallique absorbe l'atome d'hydrogène (étape d'hydruration), puis le désorbe pour utilisation. Les étapes d'absorption et désorption sont réalisées à des conditions de pression et température fonction du matériau utilisé.

Les densités de stockage sont variables. Leur potentiel est élevé, potentiellement supérieur selon les cas au stockage gazeux ou liquide.

De nombreux travaux de R&D sont actuellement en cours afin d'optimiser les performances des hydrures pour le stockage d'hydrogène. En France, la société McPhy est un acteur incontournable du stockage sous forme d'hydrures métalliques.

Parmi les hydrures métalliques les plus fréquemment étudiés, on peut citer les hydrures de magnésium (MgH_2), ou les borohydrures de lithium ($LiBH_4$).

L'argument de la sécurité, et de leur stabilité, est souvent mis en avant pour promouvoir les hydrures par rapport aux options de stockage concurrentes [12]. Les propriétés thermiques des hydrures peuvent également être mises en avant : Les hydrures dégagent de la chaleur pendant

l'absorption, et dégagent du froid pendant la désorption [15].

• Nanoformes de carbone [13], [20] : Autre option technologique en vue en R&D, l'adsorption de l'hydrogène a conduit au développement, en cours, des solutions reposant sur l'utilisation de nanoformes de carbone. Les molécules d'hydrogène sont dans ce cas stockées entre des atomes de carbone. Différentes formes sont envisagées, de manière à optimiser les deux paramètres clés de ces technologies : La surface spécifique d'une part, et les conditions de température et pression au point de fonctionnement.

Parmi les formes étudiées en R&D, on peut citer, de manière non exhaustive, les nanotubes de carbone, les nanocornets de carbone, voire encore les fibres carbonisées de plumes de poules. Les nanocornets visent une grande capacité de rétention de l'hydrogène, et une autoconsommation faible. Actuellement la densité massique de stockage est de l'ordre de 2-3% (à 20-80 bara). Quant aux fibres carbonisées de plumes de poules, encore loin de l'échelle industrielle, n'ont pour l'instant qu'une capacité massique de 1,5 à 2% (à 10-20 bara et 77 K).

E) Utilisation :

Dans le cadre des applications aux pays en développement traitées dans cette étude, les usages de l'hydrogène sont de deux types : Combustion directe de l'hydrogène, ou utilisation dans une pile à combustible pour y produire de l'électricité.

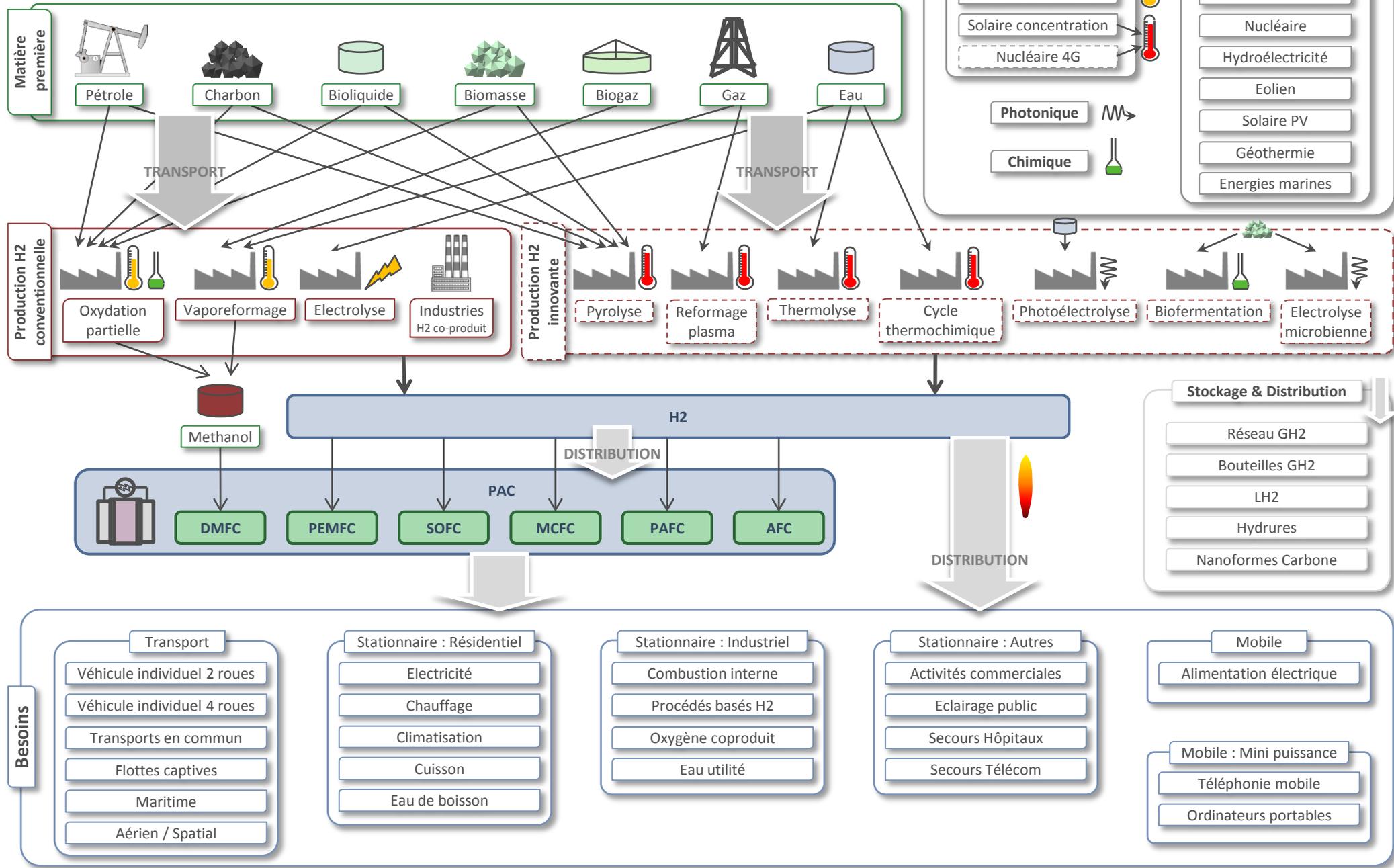
L'usage en tant que combustible répond à peu des besoins du développement mentionnés, et présente donc un intérêt limité dans ce cadre.

En revanche, la production d'électricité à partir d'hydrogène via une pile à combustible permet de répondre à la très grande majorité des besoins identifiés. Les six types de pile à combustible ont ainsi été listés. Ils sont traités plus en détail dans le paragraphe 2, traitant de la maturité des piles à combustible.

L'utilisation des piles à combustible dans ce cadre entre en compétition notamment avec les batteries, déjà utilisées pour le stockage d'énergie.



Segmentation des systèmes Hydrogène et des besoins du Développement



3. MATURITES



Interprétation

La maturité des technologies de production et stockage d'hydrogène, est, de manière très classique, très fonction des points de vue des interlocuteurs.

Si la pleine maturité du vaporeformage, de l'électrolyse alcaline, et du stockage d'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide font l'unanimité, l'estimation des dates de maturité des autres technologies, plus ou moins innovantes, de production et stockage est plus sensible.

Les éléments ci-après sont relatifs aux maturités technologiques, indépendamment des aspects économiques.

Maturités des technologies de production d'hydrogène

La très grande majorité des technologies de production présentées dans cette étude font l'objet de travaux de R&D; néanmoins il est peu probable qu'elles soient toutes industrialisées à horizon 2020-2025.

Une vision schématique simplifiée des temps de mise sur le marché des technologies de production est proposée sur la figure en page suivante. Parmi les sources utilisées pour aboutir à ce graphique figurent les éléments communiqués par Françoise Barbier d'Air Liquide [22].

Le vaporeformage de méthane et l'électrolyse sont considérées comme matures. Pour les autres technologies, des fourchettes indicatives sont données, représentant ces dates de maturité attendues. Toutes les technologies ne figurent pas sur ce graphique, en raison de la difficulté de qualification et croisement de l'information dans le cadre d'une étude si brève.

Pour l'ensemble des technologies, une gamme de puissance est également représentée, en ordonnée, de manière simplifiée. En toute rigueur, la gamme de puissance devrait évoluer au cours du temps (ce qui conduirait visuellement à des losanges, plutôt qu'à des rectangles, sur le graphique). Néanmoins, cette vision très préliminaire suffit à atteindre l'objectif fixé dans le cadre de cette étude, à savoir fournir des valeurs indicatives pour permettre d'apprécier l'applicabilité des différentes technologies pour des projets dans les pays en développement.

Par ailleurs, et afin d'en faciliter la lecture, certaines valeurs (dates ou puissances) ont été très légèrement modifiées sur le schéma, de sorte à remédier à certaines superpositions malencontreuses.

En complément des informations numériques communiquées sur le graphique ci-après, les points suivants peuvent également apporter un éclairage utile sur la maturité de quelques technologies :

- **Electrolyseurs** : La technologie électrolyseur a longtemps été pénalisée par le coût du platine, agent catalyseur. En

s'inspirant du vivant, d'autres matériaux sont désormais envisagés, moins coûteux que le platine : Manganèse, cobalt, fer, nickel. On parle de matériaux bio-inspirés. S'ils aboutissent encore aujourd'hui à des densités de courant nettement inférieures à celles obtenues avec du platine, une nette amélioration est attendue dans les 10 ans à venir, ce qui accroît l'intérêt de la solution électrolyseur [17].

Ces matériaux bio-inspirés possèdent la même propriété de réversibilité que le platine.

A titre d'exemple, les travaux en cours par le MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) conduisent à une diminution de l'ordre de 80% de la quantité de platine requis dans les piles à combustible, sur la base d'un mélange cuivre-platine. Pour ces travaux de R&D en cours, c'est a priori sur la durée de vie des piles à combustible, et notamment de ces nouveaux catalyseurs, que devraient porter les efforts.

- **Cycles thermochimiques** : Pour les cycles thermochimiques, les avis divergent : D'aucuns estiment cette technologie compétitive avec le vaporeformage de méthane dès 2015-2020, là où d'autres ne tablent pas sur une maturité avant 2025. Il s'agit peut-être d'une des technologies où les avis sont les plus dissonants. En synthèse, il n'est pas irréaliste de considérer que cette solution fait partie du champ des possibles pour 2020-2025.

- **Bioproduction d'hydrogène** : La biofermentation, couplée avec une digestion anaérobie pour traiter le CH₄ coproduit, est considérée comme réaliste à l'échelle industrielle à horizon 2020-2025. Elle existe à ce jour au stade de pilote [18].

La maturité de la photoélectrolyse est plus sujette à débat. Néanmoins, elle semble moins mature que la biofermentation, et sa disponibilité en 2020 est incertaine.

Quant à l'électrolyse microbienne, elle pourrait nécessiter le développement d'une nouvelle enzyme, l'actuelle étant potentiellement inhibée par l'oxygène coproduit [17].

Maturités des technologies de stockage d'hydrogène

Si les stockages conventionnels sont matures (hydrogène sous forme gazeuse ou liquide), il en va autrement des technologies innovantes.

Il est ainsi probable que les hydrures soient disponibles à l'échelle industrielle à horizon 2020-2025. A contrario, la maturité des différents systèmes de stockage à base de nanoformes de carbone n'est pas acquise à cet horizon de temps.

Les objectifs et constats du DOE (voir annexe) permettent d'avoir un aperçu des maturités attendues pour les technologies de stockage d'hydrogène.

3. MATURITES

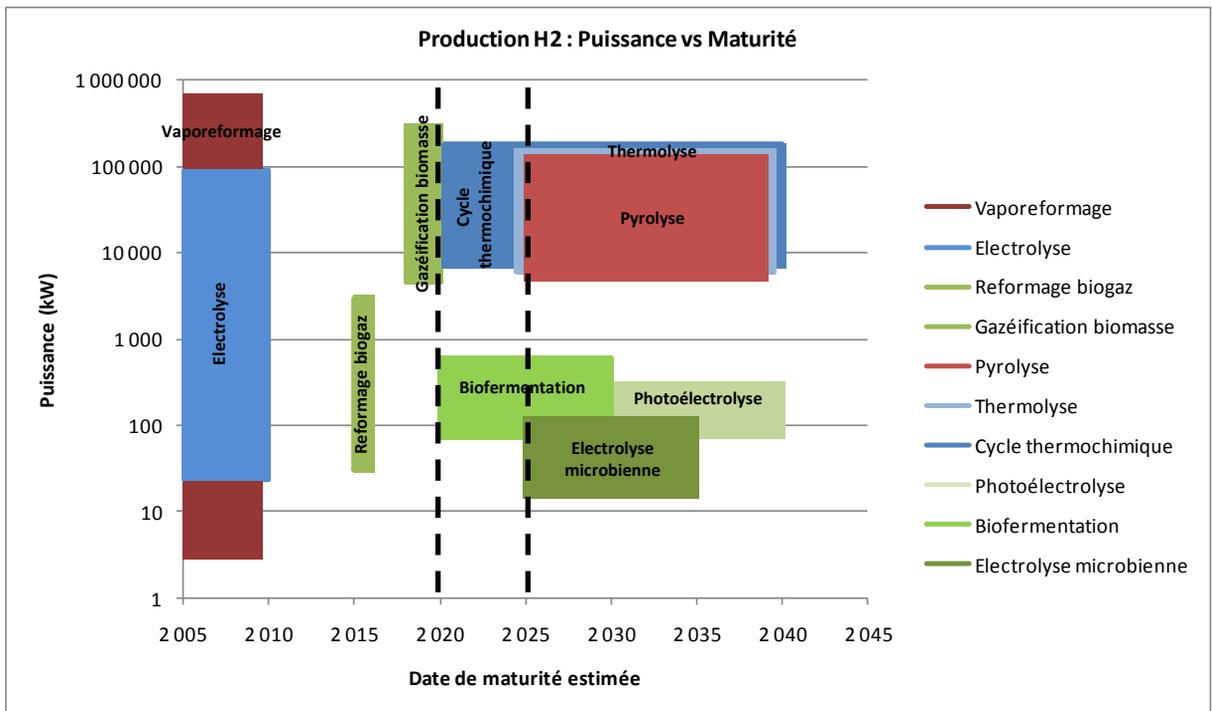
Maturité des piles à combustible [12], [14]

Il ne fait guère de doute que les 6 types de piles présentées seront disponibles industriellement à horizon 2020-2025.

L'ampleur de leur développement dépendra essentiellement de l'adéquation des différentes technologies de pile à la demande, et de l'évolution des coûts.

Actuellement, le développement des piles à combustible

est en fait essentiellement freiné par deux aspects : leur coût, et leur durée de vie. Cette dernière est principalement conditionnée par l'usure des membranes : De 3000-5000 heures de fonctionnement de manière usuelle, jusqu'à 10000 heures pour certains fabricants. La durée de vie reste donc à ce jour encore loin de l'objectif visé de plusieurs années de fonctionnement.



3. MATURITES – PILES A COMBUSTIBLE

Comparatif piles à combustible

Il existe aujourd'hui 6 principaux types de pile à combustible, dont les propriétés sont résumées dans le tableau ci-après. Les développements probables dans les années à venir permettront une amélioration des performances de ces piles, mais il est peu probable qu'un nouveau type de pile voit le jour. Il est donc réaliste de se focaliser sur ces 6 types pour les utilisations de l'hydrogène à horizon 2020-2025. A contrario, le développement de ces 6 types de pile ne se fera certainement pas à la même vitesse, certaines semblant aujourd'hui plus prometteuses que d'autres.

On notera que la dénomination hydrogène constitue en l'occurrence un abus de langage, en ce sens que les piles de type DMFC (*Direct Methanol Fuel Cell*) fonctionnent avec du méthanol et non de l'hydrogène. Il a toutefois été décidé de conserver ce type de piles dans le cadre de l'étude, étant donné leurs applications potentielles intéressantes pour les besoins du développement.

Ce tableau de synthèse des 6 types de pile à combustible permet de disposer d'un aperçu de leurs caractéristiques respectives, des avantages et inconvénients de chacun, ainsi que des cas d'utilisation les plus probables.

Critères de sélection du type de pile

Il convient de noter que le choix de l'électrolyte, et donc du type de pile, est essentiellement conditionné par la température de fonctionnement de la pile.

A ce titre, la faible température de fonctionnement des piles PEMFC, si elle permet un démarrage rapide, une plus grande souplesse de fonctionnement et une meilleure gestion thermique (moins de chaleur à évacuer), ne permet en contrepartie pas de bien valoriser la chaleur (notamment dans le cas d'applications stationnaires). Il en va inversement des piles à haute température de fonctionnement (SOFC, MCFC). Similairement, les piles PEMFC se prêtent bien à des applications mobiles.

La pureté de l'hydrogène disponible est également un critère à considérer : Les PEMFC sont par exemple bien adaptées pour traiter un hydrogène très pur, là où les SOFC sont moins sensibles à la présence d'hydrocarbures dans l'hydrogène, voire peuvent, avec un reformage intégré fonctionner directement avec des hydrocarbures en entrée [14]. C'est entre autres le cas de la Bloom Box.

Enfin, le type d'utilisation conditionne également souvent le choix du type de pile [15]. Par exemple, pour des applications stationnaires, les piles PEMFC et SOFC sont souvent pressenties.

Performances

Concernant les performances des piles, il convient de garder à l'esprit que les rendements annoncés ne sont généralement valables qu'en début de vie. Par exemple,

dans le cas des piles PAFC, on note que les rendements (électriques ou thermiques) annoncés par les fournisseurs sont généralement conservés sur une plage entre 50 et 100% de la puissance nominale, mais diminuent avec la durée de vie: Le rendement électrique chute typiquement de 40% à 38% après 8000 heures de fonctionnement et diminue encore avec le temps, en raison de l'évaporation de l'électrolyte, et de la corrosion des électrodes.

Cette remarque vaut généralement pour l'ensemble des piles, et implique que les rendements communiqués doivent être interprétés avec prudence.

Piles adaptées pour les besoins du développement

Pour les applications dans les pays en développement, les piles les plus prometteuses semblent être :

- PEMFC : Elles présentent notamment l'avantage d'une faible température de fonctionnement et d'une gamme de puissance large, ce qui les rend bien adaptées à des usages de petite puissance en zone isolée.

- SOFC : De par leur faible sensibilité au combustible intrant, elles présentent un avantage de souplesse qui permet de garantir une disponibilité accrue et une moindre dépendance à la qualité de la source d'approvisionnement. Elles peuvent être plus particulièrement adaptées à une production centralisée d'énergie avec de grandes puissances, et inclusion de cogénération.

- DMFC : Leur fonctionnement à partir de méthanol peut constituer, dans certains cas particuliers, une alternative intéressante aux piles fonctionnant à l'hydrogène. Elles peuvent notamment être judicieuses pour des applications mobiles.

Les autres types de pile (AFC, PAFC, MCFC) sont a priori moins pertinentes pour les besoins du développement, même si des usages ponctuels ne sont pas exclus. Les piles AFC par exemple, compte tenu des développements en cours pour accroître leur résistance au CO₂, pourraient constituer à terme une solution envisageable pour des applications de secours, y compris pour de faibles puissances.

Enfin, le cas des usages véhicules est plus particulier, en ce sens que c'est certainement les solutions qui émergeront en fin de compte dans les pays développés qui pourront être transférés directement dans les pays en développement. Le « choix » du type de pile à combustible semble donc encore ouvert (avec présence prépondérante des PEMFC sur les pilotes).

D'une manière plus générale, c'est aussi en grande partie le développement industriel de ces différentes piles et la baisse des coûts associée qui définira les solutions les plus abordables pour les pays en développement, le facteur coût étant prépondérant dans le développement de la filière hydrogène dans les pays en développement.

3. MATURES – PILES A COMBUSTIBLE

Comparaison avec les batteries [14]

L'évolution du marché des piles à combustible est également lié à celle des batteries, avec lesquelles elles entrent directement en concurrence. Au-delà des avantages environnementaux des piles à combustible par rapport aux batteries traditionnelles (plomb), le facteur coût est un élément prépondérant qui contribuera à déterminer les parts de marché des deux technologies.

Les piles ne partent nécessairement désavantagés en terme de coût et durée de vie face aux batteries « modernes » (à base de lithium notamment), moins nocives pour l'environnement que les générations précédentes.

On peut toutefois noter que, généralement parlant, les piles sont plus complexes techniquement que des batteries, et que leur utilisation induit plus de contraintes de sécurité, ce qui impose une certaine barrière technique à l'entrée.

2. MATURITES : PILES A COMBUSTIBLE

Nom		PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
		Polymer Exchange Membrane	Alkalin	Phosphoric Acid	Molten Carbonate	Solid Oxyd	Direct Methanol
Constitution : Généralités	Electrolyte	Membrane polymère hydratée conductrice de protons	Solution KOH dans une matrice amiante	Acide phosphorique liquide immobilisé dans matrice SiC	Li ₂ CO ₃ et KCO ₃ fondu immobilisés dans une matrice LiAlO ₂	ZrO ₂ et Y ₂ O ₃ (perovskites)	Membrane polymère conductrice de protons
	Electrodes	Carbone	Métaux de transition	Carbone	Nickel et oxyde de nickel	Perovskite et cermet perovskite - métal	
	Catalyseur	Platine	Platine	Platine	Matériau électrode	Matériau électrode	
	Interconnection	Carbone ou métal	Metal	Graphite	Inox ou nickel	Nickel, céramique ou acier	
	Composants cellule primaire	Basés carbone ou métal	Basés carbone	Basés graphite	Basés inox	Céramique	
	Combustible	H ₂ (pur ou reformé)	H ₂	H ₂ (pur ou reformé)	H ₂ (pur ou reformé)	H ₂ (pur ou reformé)	Méthanol
	Oxydant	Air ou O ₂	O ₂ (pur)	Air	Air	Air	Air
	Encombrement				> autres PAC		
Masse				> autres PAC			
Opération	Temperature opératoire (°C)	40-100	60-220	180-220	600-660	700-1000	60-100
	Pression opératoire (bara)						
	Gestion eau de production	Evaporation et purge	Evaporation	Evaporation	Produit gazeux	Produit gazeux	
	Gestion de la chaleur de production	Gaz procédé + moyen de refroidissement	Gaz procédé + circulation électrolyte	Gaz procédé + moyen de refroidissement liquide ou génération vapeur	Reformage interne (endothermique) + gaz procédé	Reformage interne (endothermique) + gaz procédé	
Domaines d'application	Automobile	X	X	X		X	
	Maritime	X			X	X	
	Spatial (anecdotique)		X				
	Production centralisée électricité				X	X	
	Cogénération			X	X	X	
	Site isolé / Secours	X	X				
	Mobiles / Portables	X					X
Performances 2010	Niveau de développement (maturité)	Préindustriel Forts investissements	Technologie mûre	Technologie mûre (la plus mature des PAC) Peu d'évolutions en 2020 par rapport à 2010	Préindustriel Progrès attendus sur matériaux en 2020	Préindustriel	Préindustriel
	Parts de marché	~20%+	Faibles	~20%+	~40%	~15%	Faibles
	Puissance (kW) et densité énergétique (W/cm ²)	< 1 kW – 100 kW 0,5 – 1,0 W/cm ²	1 kW - 100 kW	50 kW - 10 MW Cogé : 200 kW Densité < SOFC	500 kW - 10 MW 0,1 - 0,2 W/cm ²	1 kW - 10 MW 0,5 W/cm ²	0,04 - 0,1 W/cm ²
	Rendement	~ 35 - 50 %		~ 37 - 42 % (électrique)	~ 50 % ~ 60 % (récupération chaleur)	~ 40 % (cycle simple) ~ 50 % (hybrides) ~ 65 % (récupération chaleur)	
	Durée de vie	+	-	- < SOFC	- < SOFC	+	Dégradation: 0,5% / 1000h
	Prix	Elevé					Matériaux peu chers

2. MATURITES : PILES A COMBUSTIBLE

Nom		PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
		Polymer Exchange Membrane	Alkalin	Phosphoric Acid	Molten Carbonate	Solid Oxyd	Direct Methanol
Constitution : Détails	Porteur de charge (ions dans l'électrolyte)	H ⁺	HO ⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻	H ⁺
	Reformage externe pour fuels hydrocarbures	Oui	Oui	Oui	Non, interne majoritairement, sauf pour quelques fuels	Non, interne majoritairement, sauf pour quelques fuels et designs de piles	
	Conversion externe CO - Hydrogène	Oui, plus purification pour enlever les traces de CO	Oui, plus purification pour enlever CO et CO ₂	Oui	Non	Non	
Sensibilité aux espèces chimiques	H ₂	Fuel	Fuel	Fuel	Fuel	Fuel	
	N ₂			Poison (< 4 %)			
	CO	Poison (< 50 ppm)	Poison	Poison (< 0,5 %)	Fuel intermédiaire (WGS ¹)	Fuel intermédiaire (WGS ¹)	
	CH ₄	Diluant	Poison	Diluant	Diluant	Fuel	
	CO ₂ , H ₂ O	Diluant	Poison	Diluant	Diluant	Diluant	
	S	< 1 ppm	Poison	Poison (< 50 ppm)	Poison (< 0,5 ppm)	Poison (< 1 ppm)	
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Pas sensible au CO₂ - Faible température de fonctionnement - Multi usage - Large spectre puissance - Problèmes corrosion minimisés - Bonne densité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> - Bonnes performances avec H₂ et O₂ purs 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible sensibilité CO - Bonne fiabilité (> 40 000h) - Utilisation de la chaleur produite 	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement électrique élevé (60%) - Utilisation chaleur produite - Possibilité d'utiliser méthane, méthanol, éthanol ou charbon gazéifié - Métaux non précieux pour les électrodes (car HT) 	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement électrique élevé (50 % à 70 %) - Moindre sensibilité au type de combustible - Remplacement métaux précieux aux électrodes par d'autres moins chers, - Utilisation chaleur produite - Pas de problème de corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> - Méthanol liquide à T ambiante 	
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Forte sensibilité CO, soufre et halogènes - Coût élevé (platine, plaques bipolaires, membrane) 	<ul style="list-style-type: none"> - Forte sensibilité au CO₂, d'où coût élevé (besoin d'une purification poussée) 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût graphite (requis car nature corrosive) et platine (requis comme catalyseur) 	<ul style="list-style-type: none"> - Difficultés technologies (corrosion) - Durée de vie réduite - Faible densité énergétique - Contraintes thermiques 	<ul style="list-style-type: none"> - Contraintes thermiques 	<ul style="list-style-type: none"> - Toxicité 	

¹ WGS : Water Gas Shift

4. FICHES SOLUTIONS



Fonctionnement du radar

Une étude quantitative exhaustive des avantages et inconvénients des différentes solutions retenues, bien qu'attrayante intellectuellement, n'était pas applicable dans le cadre de cette étude. Une telle analyse suppose en effet de recueillir une information chiffrée qualifiée et vérifiée, ce qui n'était pas réaliste en un temps aussi limité. De plus, il est probable que les résultats quantitatifs obtenus seraient vite rendus obsolètes par les progrès scientifiques obtenus par le biais des nombreux programmes de recherche et développement sur les moyens de production et stockage de l'hydrogène, ainsi que sur les piles à combustible.

C'est pourquoi il a été décidé de procéder préférentiellement de manière qualitative et comparative,

en ayant recours à une segmentation simplifiée mais néanmoins représentative des enjeux clés liés à la mise en service de ces solutions.

Neuf catégories ont-elles ainsi été identifiées, elles-mêmes segmentées en trois à cinq sous-catégories.

Chacune de ces catégories et sous-catégories vise à qualifier l'efficacité des solutions sous un angle particulier. L'ensemble des critères permet de disposer d'une analyse sinon exhaustive du moins représentative de l'adaptation de la solution aux différentes contraintes qui conditionnent la réussite du déploiement de la solution.

Le principe de cette évaluation est le suivant : Chaque sous-catégorie est évaluée de manière qualitative (« Faible », « Moyen » ou « Fort »), ce qui permet, après conversion numérique (0, 1, 2) et calcul de la moyenne au sein de chaque catégorie, d'obtenir un « score » selon chacun des neuf axes étudiés.

Ce sont ces neuf scores qui sont alors reportés sur les neuf rayons d'un schéma de style radar, qui constitue donc la représentation graphique de la pertinence de la solution.

Aucune pondération n'a été appliquée, les critères prédominants pouvant varier en fonction des contraintes locales liées à chaque cas particulier. Chaque utilisateur est libre d'accorder plus ou moins d'importance à chacune des catégories, selon les priorités.

Afin de faciliter la lecture du radar, les échelles ont été définies de telle manière qu'un score élevé est systématiquement synonyme de bonne pertinence, et qu'un score faible reflète au contraire une faible pertinence sur l'axe considéré. C'est pourquoi l'axe coût, par exemple, est en fait représentatif de la maîtrise des coûts : Un « coût limité » faible signifie un poste de coût cher, et se verra donc attribuer une évaluation basse, tandis qu'un « coût limité » élevé correspond à un poste de coût peu cher, qui est donc noté avantageusement.

Ce principe d'échelle inversée est également appliquée pour les impacts environnementaux et nuisances : Ce sont leurs absences qui sont représentées graphiquement, de telle sorte qu'un score élevé soit bien représentatif d'une appréciation favorable.

Il convient également de tenir compte de la particularité suivante dans l'interprétation des résultats : Pour certaines solutions étudiées, une partie du système hydrogène peut être laissée à la libre discrétion de la personne étudiant la solution. Ces cas de figure sont repérés par la mention « *Ad lib* » sur les fiches solutions. C'est par exemple le cas de la solution « Relais Télécom », pour laquelle la matière première, le moyen de production de l'hydrogène, et le type de source énergétique importent peu. On suppose

Coût limité	Transport matière première
	Production H ₂
	Stockage H ₂
	Distribution
Disponibilité	Utilisation
	Bonne sécurité approvisionnement matière première
	Bonne sécurité approvisionnement composants
Transfert de technologies	Infrastructure réseau transport / distribution
	Maîtrise complexité technologique (équipement)
	Taille du marché
	Absence de brevets contraignants
Implémentation	Réseau universitaire
	Absence contrainte réglementaire
	Zones sécurité restreinte
	Encombrement limité
Opérabilité	Poids limité
	Sécurité d'utilisation
	Facilité d'utilisation
	Flexibilité conditions opératoires
Durabilité	Licence d'utilisation
	Fiabilité / Robustesse
	Facilité maintenance
Flexibilité	Durée de vie
	Adaptabilité à des solutions proches
	Non dépendance à une étape du procédé
	Génération de co-produits valorisables
Absence impact environnemental	Usage non exclusif
	GES limités
	Rejets atmosphériques autres limités
	Consommation eau limitée
Absence nuisances	Autres consommables limités
	Recyclage
	Nuisances sonores limitées
	Nuisances olfactives limitées
	Nuisances visuelles limitées
	Nuisances subjectives limitées
	Acceptation sociétale

4. FICHES SOLUTIONS

l'hydrogène produit, et seuls son stockage (bouteilles) et son utilisation (PAC) ont besoin d'être spécifiés.

Dans de tels cas de figure, les sous-catégories directement liées à une étape de la chaîne hydrogène demeurée « *Ad lib* » se voit attribuer par défaut une évaluation « moyenne ». Ceci permet de continuer à disposer d'une grille de lecture complète, même pour des solutions non intégralement spécifiées. En contrepartie, cela présente l'inconvénient de lisser le score final, et donc de rendre moins significatif les valeurs obtenues par catégorie.

Si l'on reprend le même exemple de la solution « Relais Télécom », la matière première, le moyen de production de l'hydrogène, et la nature de la source énergétique consommée n'étant pas imposées, l'ensemble des évaluations relatives à ces postes est estimée à « Moyenne » par défaut. C'est notamment le cas du coût des matières premières, de la production d'hydrogène, mais aussi de l'intégralité des catégories implémentation, opérabilité, durabilité, flexibilité et absence de nuisances, qui sont intimement liées au schéma de production d'hydrogène choisi. Le radar correspondant présente pour cette raison un profil « moyen ».

Pour affiner et personnaliser l'analyse, il revient alors au lecteur d'extrapoler, et, en croisant les différentes fiches

solutions décrites dans ce rapport avec ses connaissances propres, de déterminer l'évaluation adaptée à la solution qui l'intéresse, en fonction des schémas réels retenus.

En d'autres termes, sur la base d'un radar « moyen » découlant de choix « *Ad Lib* », chacun est libre de le faire évoluer en fonction des moyens de production, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène retenus dans son cas particulier.

En outre, il convient de tenir compte des particularismes locaux et du contexte géographique lors de l'interprétation de ces radars. On peut notamment noter que les aspects infrastructure, transferts de technologie et implémentation dépendent très fortement du pays hôte et des contraintes locales au point d'implémentation envisagée. Une même solution pourra donc être notée différemment selon le lieu où elle est étudiée.

Il en découle donc que les radars présentés dans ces fiches solutions ne sont pas à prendre comme des vérités absolues, mais bien comme des indications et premières bases de travail, qui non seulement demeurent à affiner en fonction de données quantitatives précises, mais aussi méritent d'être personnalisées pour coïncider avec l'intégralité du couple système hydrogène – besoins que chacun souhaite étudier.

Interprétation

A partir des segmentations des besoins et des systèmes hydrogène, et en s'appuyant sur des analyses bibliographiques et sur des interviews de personnes expertes sur le sujet de l'hydrogène en général ou sur certaines technologies en particulier, il a donc été possible d'identifier quelques solutions, répondant à des besoins clairement identifiés des pays en développement. Ces solutions ont été synthétisées dans les fiches types ci-après, qui visent la facilité de lecture et d'interprétation pour favoriser leur diffusion, y compris auprès d'un public non expert de l'hydrogène.

A) Contenu des fiches

• **Besoin** : Le besoin est indiqué dans le titre de la fiche, et décrit plus en détail dans l'encart associé.

• **Constituants** : La symbolique du schéma de segmentation des systèmes hydrogène est reprise en haut de chaque fiche solution, afin d'y indiquer les hypothèses sous-jacentes en terme de : Matière première utilisée pour la production d'hydrogène, technologie de production, nature de la source énergétique, technologie de stockage et/ou distribution, et enfin type d'utilisation.

De plus amples détails sont fournis dans l'encart décrivant le besoin et la solution retenue pour y répondre.

• **Evaluation** : Une évaluation préliminaire de la solution et de son adéquation vis-à-vis du besoin étudié est réalisée, par le biais du radar déjà décrit, ainsi que via un tableau de synthèse indiquant les principales forces et faiblesses de la solution par poste, ainsi que les incertitudes quant aux évolutions futures.

Les hypothèses ayant permis l'élaboration de cette fiche sont rappelées en regard du schéma.

B) Analyse

Ce sont les besoins des populations des pays en développement qui ont constitué le point d'entrée de cette étude.

Ainsi les fiches solutions 1 à 6 répondent-elles à la question de l'accès à l'énergie. Elles sont ordonnées par puissance croissante. C'est donc la puissance, en lien avec le besoin, qui conditionne la solution préconisée. Pour des usages en milieu rural non relié au réseau électrique, la puissance requise est a priori faible. Selon que la production envisagée est décentralisée (alimentations individuelles) ou centralisée (à l'échelle d'un village par exemple), et en fonction des matières premières et des sources d'énergie disponibles (respectivement eau ou biomasse, solaire ou éolien), une des trois premières solutions sera sans doute plus pertinente que les deux autres.

4. FICHES SOLUTIONS

Ces trois premières solutions sont *a priori* les plus directement applicables pour répondre à la question de l'accès à l'énergie en zone rurale. Leurs différences illustrent bien deux points clés de cette étude :

- La mise en place de telle ou telle solution est nécessairement liée aux ressources disponibles localement : Il n'est donc pas possible de généraliser et recommander systématiquement une solution pour un besoin.

- Pour être applicables, a fortiori en zone rurale des pays en développement, les solutions présentées doivent, d'ici à 2020-2025, être performantes. Ceci suppose des développements suffisants de la part des industriels (notamment sur les électrolyseurs et les piles à combustible) de manière à rendre les coûts suffisamment attractifs de sorte que ces solutions soient accessibles, et compétitives vis-à-vis des solutions concurrentielles (batteries et groupes électrogènes notamment).

Les solutions 3 et 4 sont en quelque sorte concurrente, surtout si on considère le cas d'un vaporeformage de biogaz pour production d'H₂ et utilisation dans une pile PEMFC, versus un reformage intégré de biogaz dans une pile de type MCFC ou SOFC. Une étude comparative des deux solutions serait très instructive.

La solution 5, *a contrario*, cible de manière privilégiée les zones urbaines, déjà reliées au réseau électrique, mais souffrant d'une disponibilité insuffisante de ce réseau. L'objectif est alors de palier à ces déficiences afin de garantir une meilleure disponibilité pour des équipements sensibles (hôpitaux par exemple). Cette problématique est également encore majeure dans les pays en développement.

La solution 6 est plus hypothétique, en ce sens qu'elle nécessite le développement industriel des cycles thermochimiques, du solaire à concentration et la mise en place de réseaux (électriques ou hydrogène). Si les économies d'échelle peuvent la rendre attractive, la mise en place d'un tel projet se joue à des niveaux de décision – et de financement – autrement différents.

Les solutions présentées dans les fiches 7 à 9 ont cela de commun qu'elles visent à proposer une alternative aux groupes électrogènes, et donc à réduire la dépendance au coût du pétrole. Elles correspondent bien souvent à des projets déjà existants dans les pays en développement (plateformes multifonctionnelles) : Il est très probable que ce soit la différence de coût entre l'option hydrogène et l'option groupe électrogène qui oriente la compétition.

Un intérêt des solutions ici présentées est qu'elles peuvent s'appuyer sur la valorisation énergétique de coproduits (CH₄, chaleur ou froid), ce qui accroît leur intérêt.

Dans le cas particulier, traité dans la fiche 9, de l'utilisation des propriétés thermiques des hydrures métalliques, à

usage résidentiel ou sur des sites industriels, la probabilité est grande que le développement se fera d'abord dans les années à venir dans les pays industrialisés, avant d'être potentiellement répliqué dans les pays en développement si les conditions économiques le permettent.

Les trois dernières fiches traitent de cas particuliers, intéressants en soi mais pas toujours aussi généralisables que les précédents.

La distribution d'hydrogène, sous réserve de l'existence d'un réseau routier, peut avoir tout intérêt à être réalisé par des véhicules eux-mêmes alimentés à l'hydrogène, ceci à des fins environnementales. Il s'agit là d'un cas particulier des flottes captives, en cours d'étude dans les pays industrialisés par les acteurs majeurs de l'automobile et de l'hydrogène. Par extension, le recours à l'hydrogène pour tout type de flotte captive peut à terme, y compris dans les pays développés, présenter un intérêt.

L'alimentation des réseaux télécom pour sa part, dans les pays disposant de réseaux longs mais non nécessairement connectés au réseau électrique, présente l'avantage d'améliorer la disponibilité du système, à l'image de la solution 5. Il peut être avantageux d'étudier cette solution conjointement avec le développement d'un réseau routier par exemple : A terme, on pourrait envisager des stations relais, avec fourniture d'hydrogène pour des véhicules, et utilisation de l'hydrogène pour l'alimentation électrique (éclairage, relais télécom). Seraient concernés avant tout les pays du BASIC.

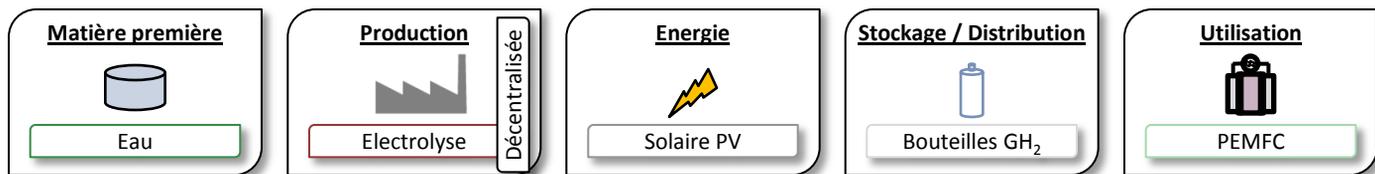
Enfin, le cas de l'électronique portable alimentée par des cartouches rechargeables de méthanol ou d'hydrogène, traité dans la fiche 12, n'est pas qu'un gadget à destination des utilisateurs occidentaux avant-gardistes. La possession d'un téléphone portable a un fort impact sur l'image sociale, dans nombre de pays en développement. Se pose alors logiquement la question de la recharge de ces équipements électroniques. Sous réserve qu'elles deviennent économiquement accessibles, ce qui n'est pas le cas à ce jour, l'utilisation de telles recharges pourrait répondre à un besoin important en terme de perception.

C) Approfondissement

Les fiches présentées ici correspondent à des besoins identifiés et exprimés. Elles ne sont toutefois pas systématiquement applicables, et chaque projet requiert une analyse *ad hoc*. Aussi est-il suggéré d'utiliser ces fiches comme source d'inspiration, et de ne pas hésiter à les croiser pour définir la solution la plus adaptée à chaque cas particulier.

Chaque solution présente des avantages et inconvénients qui lui sont propres. De ce fait, une utilisation astucieuse des différentes solutions peut permettre d'en définir une nouvelle, pour laquelle les avantages l'emporteraient dans un contexte donné.

1 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, très petite puissance (Hybridation PV / PAC)



Besoin et système envisagé

Nombreux sont les sites – habitations individuelles comme petites installations productrices ou commerciales – dans les pays en développement à ne pas être reliés au réseau électrique, notamment en milieu rural. En vue d’y remédier, les choix d’alimentation électrique disponibles actuellement présentent des inconvénients majeurs : Dépendance au prix du pétrole et impact environnemental élevé (groupes électrogènes), ou intermittence de la source énergétique (éolien, solaire PV).

Utiliser le vecteur hydrogène en couplage avec des énergies renouvelables permet de surmonter ces trois obstacles. La solution ici préconisée consiste en la production d’hydrogène via électrolyse de l’eau, en ayant recours au solaire photovoltaïque (kits solaires individuels de petite puissance) comme source énergétique décentralisée.

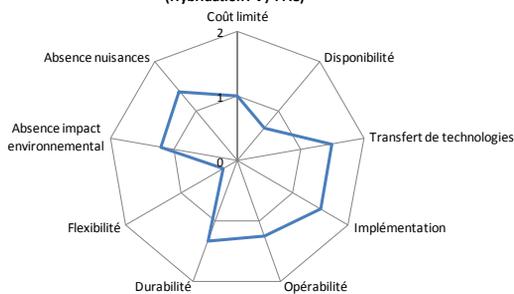
L’hydrogène peut être stocké classiquement à l’état gazeux dans des bouteilles haute pression. L’énergie de l’hydrogène peut ensuite être restituée quand l’énergie solaire est indisponible (nuit, nuages), via une utilisation dans une pile à combustible de type PEMFC.

Un tel système présente l’avantage de fournir une alimentation énergétique continue. Il reste limité à des petites puissances adaptées aux besoins énergétiques individuels (< 1 kW).

Grille d’analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Coût faible de l’eau Avec électrolyse et PAC, l’eau est majoritairement recyclée	Accessibilité de l’eau	Evolution du stress hydrique en fonction des pays, et du coût de l’eau
Production	H ₂ pur produit	Coût de l’électrolyse élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux)
Energie	Pas d’émissions directes de GES	Coût des kits solaires élevé	
Stockage / Distribution	Solution mature Compression à 30 bar suffisante Pas de distribution		
Utilisation	PEMFC est une PAC mature, adaptée à ces petites puissances et à H ₂ pur	Coût des PEMFC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres			Concurrence avec les batteries

Alimentation énergétique : Base - Sites isolés, très petite puissance (Hybridation PV / PAC)

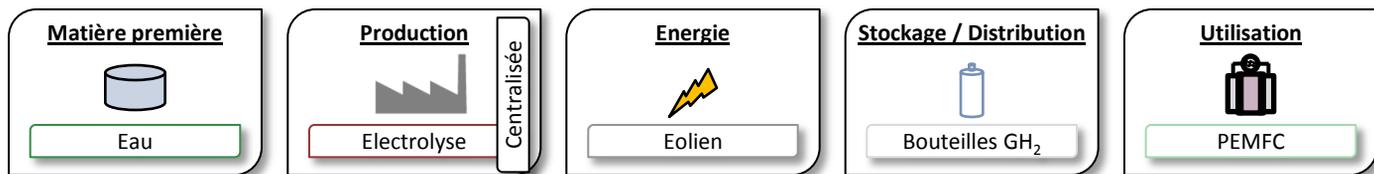


Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité nécessaire entre la ressource en eau et le lieu de production (électrolyseur) pour maîtriser les coûts de transport
- Faible flexibilité de la solution en raison de la faible puissance (coproduits difficilement valorisables)
- Coûts de l’électrolyse et des PEMFC devront diminuer suffisamment pour rendre cette solution compétitive et abordable
- Solution concurrente usuelle : Batteries

Pour aller plus loin / Références :

2 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Hybridation Eolien / PAC)



Besoin et système envisagé

Nombreux sont les sites – habitations individuelles comme petites installations productrices ou commerciales – dans les pays en développement à ne pas être reliés au réseau électrique, notamment en milieu rural. En vue d’y remédier, les choix d’alimentation électrique disponibles actuellement présentent des inconvénients majeurs : Dépendance au prix du pétrole et impact environnemental élevé (groupes électrogènes), ou intermittence de la source énergétique (éolien, solaire PV).

Utiliser le vecteur hydrogène en couplage avec des énergies renouvelables permet de surmonter ces trois obstacles. La solution ici préconisée consiste en la production d’hydrogène via électrolyse de l’eau, en ayant recours à l’éolien comme source énergétique centralisée à l’échelle d’un village.

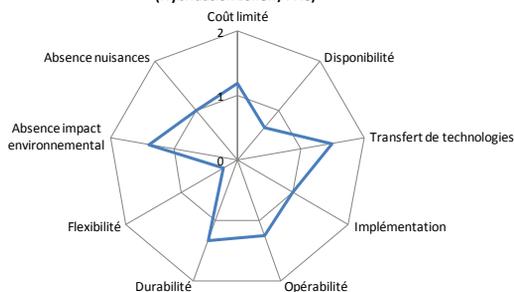
L’hydrogène peut être stocké classiquement à l’état gazeux dans des bouteilles haute pression. L’énergie de l’hydrogène peut ensuite être restituée quand l’énergie éolienne est indisponible (vents faibles ou nuls), via une utilisation dans une pile à combustible de type PEMFC.

Un tel système présente l’avantage de fournir une alimentation énergétique continue. Il reste limité à des petites puissances adaptées aux besoins énergétiques individuels et collectifs d’un village (< 10 kW).

Grille d’analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Coût faible de l’eau Avec électrolyse et PAC, l’eau est majoritairement recyclée	Accessibilité de l’eau	Evolution du stress hydrique en fonction des pays, et du coût de l’eau
Production	H ₂ pur produit	Coût élevé de l’électrolyse	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux)
Energie	Pas d’émissions directes de GES	Coût non négligeable de l’éolien	
Stockage / Distribution	Solution mature Production centralisée: Baisse coûts	Consommation énergétique pour la compression	Besoin d’un réseau de distribution des bouteilles H ₂ (MP ou HP)
Utilisation	PEMFC est une PAC mature, adaptée à ces petites puissances et à H ₂ pur	Coût des PEMFC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres			Concurrence avec les batteries

Alimentation énergétique : Base - Sites isolés, petite puissance (Hybridation Eolien / PAC)

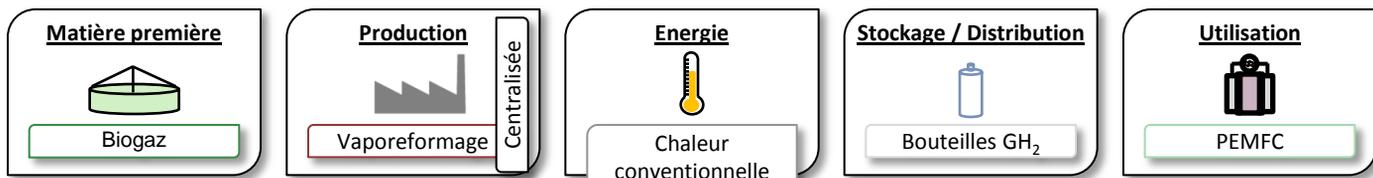


Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité nécessaire entre la ressource en eau et le lieu de production (électrolyseur) pour maîtriser les coûts de transport
- Faible flexibilité de la solution en raison de la faible puissance (coproduits difficilement valorisables)
- Coûts de l’électrolyse et des PEMFC devront diminuer suffisamment pour rendre cette solution compétitive et abordable
- Contraintes physiques et nuisances liées à l’implantation d’une éolienne
- Solution concurrente usuelle : Batteries

Pour aller plus loin / Références :

3 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Hybridation Biogaz / PAC)



Besoin et système envisagé

Nombreux sont les sites – habitations individuelles comme petites installations productrices ou commerciales – dans les pays en développement à ne pas être reliés au réseau électrique, notamment en milieu rural. En vue d’y remédier, les choix d’alimentation électrique disponibles actuellement présentent des inconvénients majeurs : Dépendance au prix du pétrole et impact environnemental élevé (groupes électrogènes), ou intermittence de la source énergétique (éolien, solaire PV).

Utiliser le vecteur hydrogène en couplage avec des énergies renouvelables permet de surmonter ces trois obstacles. La solution ici préconisée consiste en la production d’hydrogène par épuration et vaporeformage de biogaz, en utilisant une chaleur conventionnelle comme source d’énergie. Le biogaz lui-même peut être produit à partir d’ordures ménagères ou agricoles. La gazéification de biomasse est plus complexe techniquement et a priori moins directement applicable.

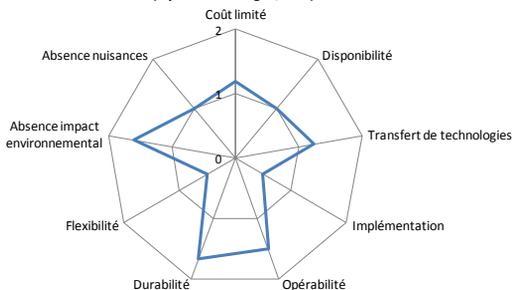
L’hydrogène peut être stocké classiquement à l’état gazeux dans des bouteilles haute pression. L’énergie de l’hydrogène peut ensuite être restituée à tout moment, via une utilisation dans une pile à combustible de type PEMFC.

Un tel système présente l’avantage de fournir une alimentation énergétique en petite puissance adaptée aux besoins énergétiques individuels et collectifs d’un village (< 10 kW), qui vient compléter l’apport de chaleur issu de la valorisation directe du biogaz. Le vecteur hydrogène est utilisé pour l’aspect stockage.

Grille d’analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Coût faible des ordures entrantes Complément à la méthanisation		Disponibilité suffisante pour la production d’ H ₂
Production	Coût faible du vaporeformage	Ajout du coût de production du biogaz	
Energie	Emissions directes de GES nulles par convention	Rendement global faible	Coût de la chaleur consommée, et émissions de GES associées en cas d’import
Stockage / Distribution	Solution mature	Consommation énergétique pour la compression	Besoin d’un réseau de distribution des bouteilles H ₂ (MP ou HP)
Utilisation	PEMFC est une PAC mature, adaptée à ces petites puissances et à H ₂ pur	Coût des PEMFC élevé	Durée vie membranes perfectible
Autres			Concurrence avec les cogénérations

Alimentation énergétique : Base - Sites isolés, petite puissance (Hybridation Biogaz / PAC)



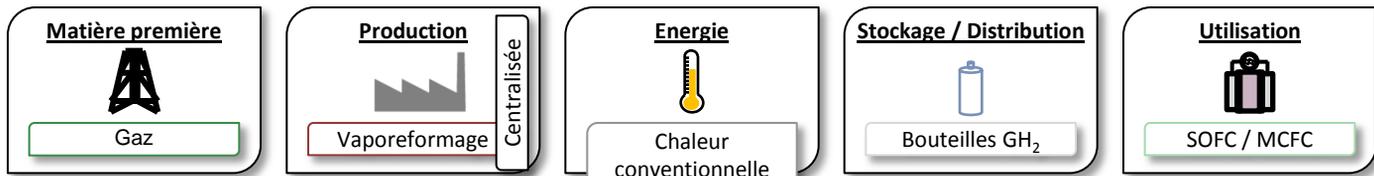
Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité nécessaire entre la ressource à méthaniser et le lieu de production (digesteur, vaporeformeur) pour maîtriser les coûts de transport
- Contraintes physiques et nuisances liées à l’implantation d’une installation d’équipements imposants
- Solution concurrente usuelle : Groupe électrogène, cogénérations

Pour aller plus loin / Références :

Projet “Biofuels” de la municipalité de San Diego (USA) : Production de biogaz et production d’électricité via des PAC (4,5 MW), à partir d’une usine de traitement de déchets

4 – Alimentation énergétique : Base – Sites isolés, petite puissance (Reformage intégré / PAC)



Besoin et système envisagé

Nombreux sont les sites – habitations individuelles comme petites installations productrices ou commerciales – dans les pays en développement à ne pas être reliés au réseau électrique, notamment en milieu rural. En vue d’y remédier, les choix d’alimentation électrique disponibles actuellement présentent des inconvénients majeurs : Dépendance au prix du pétrole et impact environnemental élevé (groupes électrogènes), ou intermittence de la source énergétique (éolien, solaire PV).

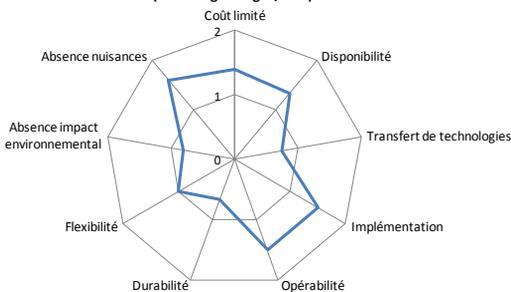
Utiliser le vecteur hydrogène en couplage avec des énergies renouvelables permet de surmonter ces trois obstacles. La solution ici préconisée consiste en une solution intégrée : Vaporeformage d’un hydrocarbure, en vue d’une production d’hydrogène, et d’une utilisation directe dans une pile de type MCFC ou SOFC fonctionnant à haute température. Le reformage peut ainsi être considéré comme intégré directement avec la pile combustible, pour un fonctionnement à haute température. La faible sensibilité d’une pile MCFC ou SOFC permet une certaine flexibilité sur la source d’alimentation. On pourrait même envisager une alimentation par du biométhane.

Un tel système présente l’avantage de fournir une alimentation énergétique en petite puissance adaptée aux besoins énergétiques individuels d’une habitation ou collectifs d’un village (< 10 kW). Le caractère tout intégré plaide en faveur d’une facilité d’utilisation.

Grille d’analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Faible sensibilité au type d’entrant	Coût de la matière première	Evolution du prix de la matière première
Production	Reformage intégré dans la pile	Difficulté de maintenance du fait de l’intégration	
Energie	Fonctionnement des piles adaptée aux hautes températures	Emissions de GES en fonction du type de combustible utilisé	Part d’énergie consacrée à l’obtention du niveau de température requis
Stockage / Distribution	Stockage intégré	Faible capacité de stockage H ₂ , qui est reportée sur le stockage de la matière première	
Utilisation	MCFC et SOFC bénéficient des développements actuels	Coût final du système intégré incertain	
Autres			Durée de vie inconnue Concurrence entre types de pile

Alimentation énergétique : Base - Sites isolés, petite puissance (Reformage intégré / PAC)



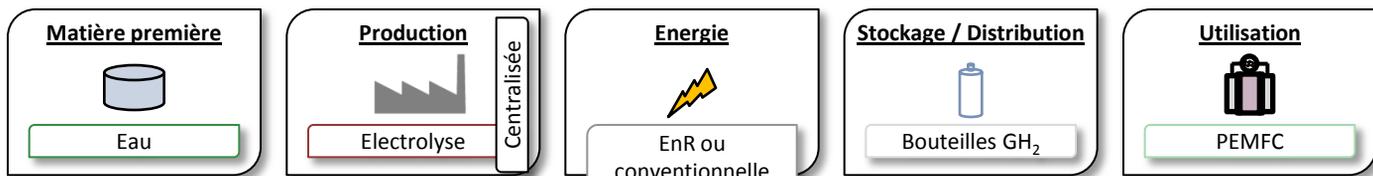
Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité nécessaire entre la ressource (hydrocarbure, ou éventuellement biométhane) et le lieu de production pour maîtriser les coûts de transport
- Solution concurrente usuelle : Groupe électrogène

Pour aller plus loin / Références :

Bloom Box

5 – Alimentation énergétique : Secours – Sites relié réseau électrique, moyenne puissance



Besoin et système envisagé

La fiabilité des réseaux électriques existants dans les pays en développement n'est pas optimale. Les coupures, possibles voire fréquentes, pénalisent très fortement les activités pour lesquelles l'accès à l'électricité est un pré-requis indispensable (hôpitaux par exemple). Le recours usuel à des groupes électrogènes pour compenser les défaillances du réseau présente des inconvénients économiques (coût du pétrole, frais de maintenance) et environnementaux (émissions de GES).

Utiliser le vecteur hydrogène en couplage avec des énergies renouvelables, comme stockage d'énergie et alimentation de secours, permet de surmonter ces deux obstacles. Ainsi la solution ici préconisée consiste-t-elle en la production d'hydrogène via électrolyse de l'eau, en ayant recours à une source d'énergie renouvelable. Alternativement, une source conventionnelle d'électricité peut être utilisée, ce qui annule le bénéfice environnemental, mais diminue les coûts.

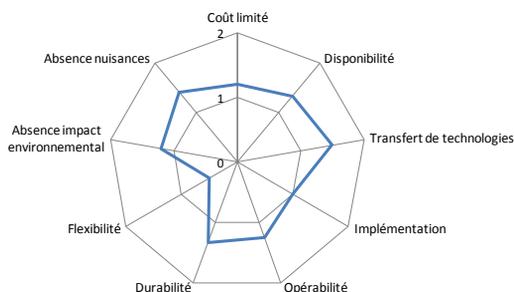
L'hydrogène peut être stocké classiquement à l'état gazeux dans des bouteilles haute pression. Il peut ensuite être consommé dans une pile à combustible de type PEMFC pour production de secours d'électricité, en cas de défaillance du réseau électrique.

Un tel système présente l'avantage de garantir une disponibilité électrique accrue. Il couvre des besoins de moyenne puissance.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Coût faible de l'eau Avec électrolyse et PAC, l'eau est majoritairement recyclée	Accessibilité de l'eau	Evolution du stress hydrique en fonction des pays, et du coût de l'eau
Production	H ₂ pur produit	Coût de l'électrolyse élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux)
Energie	Pas d'émissions directes de GES si source renouvelable, ou coût faible si source conventionnelle	Coût des énergies renouvelables, ou émissions de GES si source conventionnelle	
Stockage / Distribution	Solution mature Coûts de distribution maîtrisés	Consommation énergétique pour la compression	Besoin d'un réseau de distribution des bouteilles H ₂ (MP ou HP)
Utilisation	PEMFC est une PAC mature, adaptée à H ₂ pur	Coût des PEMFC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Plusieurs équipements bénéficient de la même fonction de secours	Contraintes d'implémentation en zone urbanisée	Concurrence avec les solutions de stockage d'énergie

Alimentation énergétique : Secours - Site relié réseau, moyenne puissance

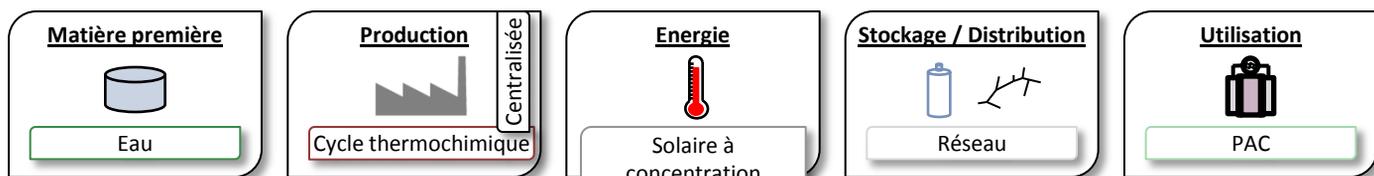


Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité nécessaire entre la ressource en eau et le lieu de production (électrolyseur) pour maîtriser les coûts de transport : Condition facilitée grâce à l'implémentation dans des centres urbains
- Coûts de l'électrolyse et des PEMFC devront diminuer suffisamment pour rendre cette solution compétitive et abordable

Pour aller plus loin / Références :

6 – Alimentation énergétique : Base – Sites reliés réseau, grande puissance



Besoin et système envisagé

Les besoins énergétiques dans les pays en développement ne se limitent pas à des usages ponctuels, ni isolés, ni en usage de secours. Ainsi l'alimentation énergétique continue en base dans des zones densément peuplées constitue-t-elle également un besoin auquel les systèmes hydrogène peuvent prétendre à répondre.

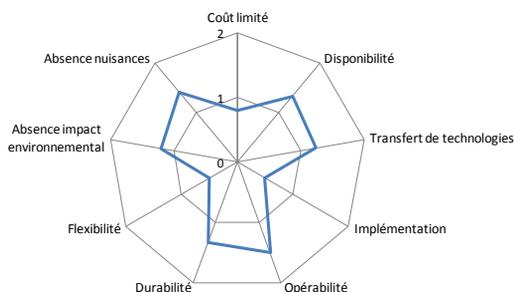
La solution innovante ici préconisée consiste en la production d'hydrogène à partir d'eau, via un cycle thermochimique. Cette technologie nécessite des températures très élevées, que le solaire à concentration, pertinent dans les pays en développement bénéficiant d'un fort taux d'ensoleillement, permet d'atteindre. Soit l'hydrogène ainsi produit est alors stocké temporairement sur place pour y être converti en électricité, à des fins d'alimentation des agglomérations via un réseau électrique. Soit l'hydrogène produit est transporté dans un réseau hydrogène, en vue d'un stockage dans des bouteilles H₂ et d'une utilisation directement dans les zones consommatrices. C'est dans cette possibilité de stockage que réside l'intérêt de cette solution.

Dans les deux cas, l'utilisation se fait via une pile à combustible. Un tel système répond aux besoins d'alimentation électrique de très grande puissance. En raison des infrastructures conséquentes impliquées, il est nécessaire de ne prévoir une telle solution qu'en synergie avec des projets ambitieux de solaire à concentration.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Avec électrolyse et PAC, l'eau est majoritairement recyclée	Accessibilité de l'eau, et coût si non disponible à proximité immédiate	Evolution du stress hydrique en fonction des pays
Production	H ₂ pur produit Effet d'échelle favorisant la baisse des coûts de production / kWh	Grande empreinte au sol	Développement industriel de la technologie du cycle thermochimique
Energie	Synergie avec les installations de solaire à concentration Pas d'émissions directes de GES		
Stockage / Distribution	Stockage en bouteilles H ₂ mature	Investissement conséquent pour le réseau de distribution	
Utilisation	Maturité de certaines PAC	Coût des PAC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Peut traiter de l'eau salée	Grand nombre d'acteurs industriels et institutionnels	

Alimentation énergétique : Réseau en base, grande puissance



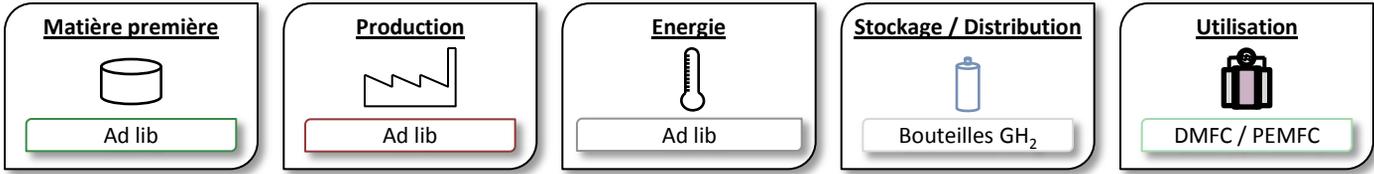
Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Volonté politique de développer tant des solutions de production d'électricité (solaire à concentration) que des réseaux de distribution (hydrogène ou électriques) à grande échelle
- Solution adaptée uniquement sous réserve d'une forte demande énergétique concentrée (grandes améliorations) afin de conserver des coûts d'infrastructure acceptables

Pour aller plus loin / Références :

Projet solaire à concentration Desertec en Afrique du Nord

7 – Alimentation énergétique – Générateurs portables



Besoin et système envisagé

L'organisation d'événementiels suppose l'accès à une source d'énergie, indépendamment du lieu. Aussi bien dans les pays de l'OCDE que dans les pays en développement, le recours au groupe électrogène mobile est la solution de facilité actuelle, qui pâtit toutefois de son coût (dépendance au prix du pétrole), de son mauvais bilan environnemental, et de ses nuisances sonores.

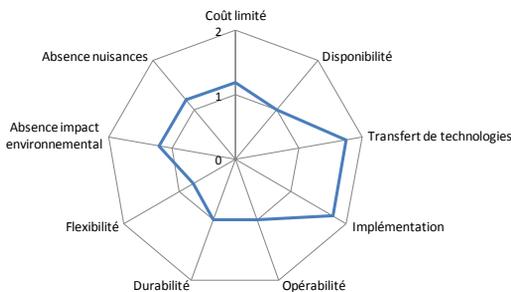
Des piles à combustible, suffisamment puissantes pour fournir l'énergie suffisante à la tenue de l'évènement, tout en étant transportables, représentent une alternative aux groupes électrogènes.

Leur utilisation est indépendante du mode production de l'hydrogène. Le stockage est réalisé dans des bouteilles à l'état gazeux, elles-mêmes également transportables, afin d'alimenter les piles à combustible.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première			
Production			
Energie			
Stockage / Distribution	Solution mature Pas d'émission directe de GES	Consommation énergétique pour la compression	Coûts de distribution fonctions du lieu d'utilisation
Utilisation	DMFC et PEMFC sont des PAC matures	Coût des PAC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Diminution du risque de vol, par rapport au diesel ou au solaire PV Fort potentiel marché	Distances potentiellement importantes pour le remplacement	Concurrence avec les groupes électrogènes

Alimentation énergétique : Générateurs portables

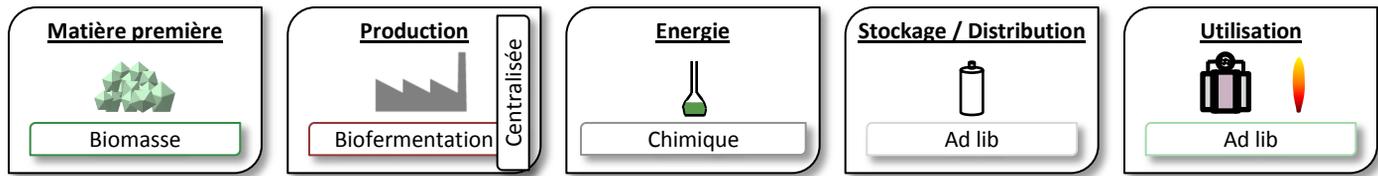


Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Existence des infrastructures routières suffisantes pour assurer le transport des piles à combustible et des bouteilles H₂
- Existence d'un réseau de remplacement des bouteilles H₂ usagées
- Une production « verte » de l' H₂ est requise pour retirer un bénéfice environnemental par rapport à la solution groupe électrogène

Pour aller plus loin / Références :

8 – Plateforme multifonctionnelle – H₂ et méthanisation



Besoin et système envisagé

Dans les zones rurales des pays en développement existent parfois des plateformes multifonctionnelles : Mise à disposition, de manière flexible, d'une alimentation énergétique permettant le fonctionnement de différentes activités productives (agricoles, artisanales), ainsi que l'accès à des services décentralisés de distribution d'eau potable ou d'éclairage public. Ces plateformes centralisées, d'une puissance typique de 10 kW, peuvent classiquement être alimentées par des groupes électrogènes, avec les conséquences économiques et environnementales négatives que cela entraîne.

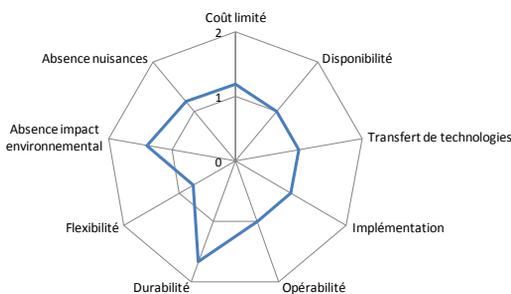
Une alternative possible est le recours à la biofermentation, procédé encore innovant, qui permet de produire de l'hydrogène à partir de biomasse (processus chimique, fermentation en l'absence de lumière), couplée avec une méthanogénèse. Le couplage entre ces deux procédés permet d'améliorer significativement le rendement énergétique total. L'hydrogène peut être utilisé comme stockage d'énergie (stockage dans des bouteilles H₂ sur la plateforme et utilisation via des piles à combustible à domicile par exemple), tandis que le méthane peut servir de combustible, dans une micro-turbine ou un moteur de petite puissance.

Un tel système présente l'avantage de fournir l'alimentation énergétique de la plateforme multifonctionnelle tout en offrant une solution de stockage pour permettre des usages énergétiques décentralisés.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première	Coût faible de la biomasse		(Non) renouvelabilité de la biomasse consommée
Production	Coproduction H ₂ et CH ₄	Biofermentation pas encore disponible à l'échelle industrielle Deux procédés : complexité accrue	Amélioration des rendements
Energie	Pas d'émissions directes de GES		
Stockage / Distribution			
Utilisation	PAC mature ou combustion directe possibles		
Autres		Consommation éventuelle de bactéries pour améliorer rendement	Concurrence avec les groupes électrogènes

Plateforme multifonctionnelle : H₂ et méthanisation



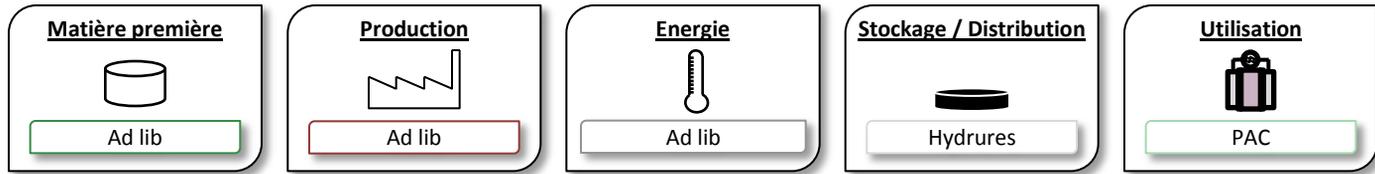
Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Proximité entre la biomasse et la plateforme multifonctionnelle
- Utilisation d'une biomasse renouvelable

Pour aller plus loin / Références :

HS. Lee, W. Vermaas, B. Rittman (Science Direct May 2010) Biological hydrogen production: perspectives and challenges

9 – Energétique et thermique résidentiel / industriel – H₂, chaleur, froid



Besoin et système envisagé

Dans le secteur résidentiel et dans l'industrie, les besoins en énergie électrique peuvent s'accompagner d'une demande en énergie thermique (chauffage, refroidissement). Les systèmes de cogénération permettent une amélioration du rendement énergétique global, et donc limitent le coût financier, ainsi que les émissions de GES associées à ces deux usages.

Néanmoins, les systèmes de cogénération n'étant pas systématiquement implantés au point de consommation (notamment pour le résidentiel), le transport d'électricité et/ou chaleur constitue un obstacle majeur dans les pays en développement.

Pour répondre à ce besoin, il est en revanche possible d'utiliser les propriétés des hydrures métalliques qui, lors des cycles d'absorption et désorption de l'hydrogène, peuvent dégager respectivement de la chaleur et du froid.

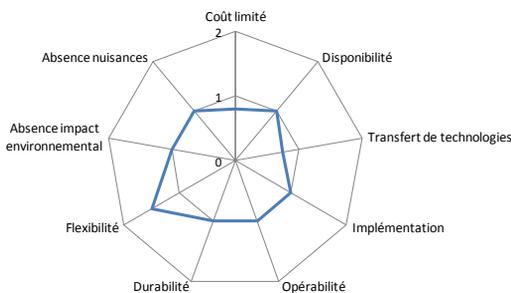
La solution ici préconisée consiste à stocker l'hydrogène produit sous forme d'hydrures solides (hydrures de magnésium par exemple). La chaleur dégagée lors du stockage peut être utilisée pour du chauffage résidentiel ou industriel. L'hydrogène stocké peut ensuite être restitué pour utilisation dans une pile à combustible, tout en fournissant du froid (climatisation).

La production d'H₂ par électrolyse de l'eau à partir d'électricité produite via du solaire photovoltaïque n'est certes qu'une option parmi d'autres, mais présenterait l'avantage d'être bien adaptable à des bâtiments en plus de présenter un bilan environnemental favorable.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première			
Production			
Energie			
Stockage / Distribution	Coût, et emprise au sol maîtrisés, maintenance faible	Filière naissante en cours d'industrialisation	Potentiel thermique à confirmer
Utilisation	Adaptabilité à tout type de PAC	Coût des PAC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Solution de stockage moins toxique que les batteries concurrentes		Compétitivité des coûts à confirmer

Co-utilisation énergétique thermique en résidentiel / industriel

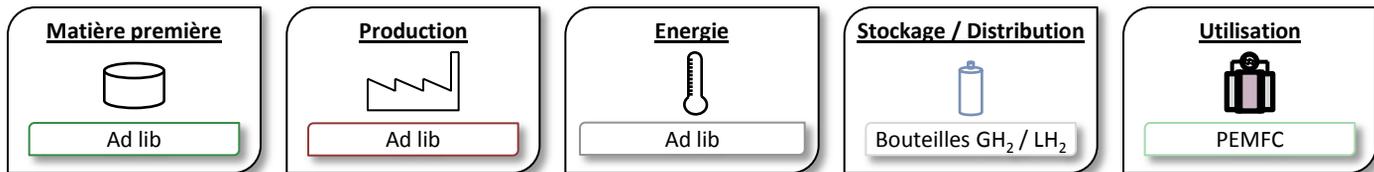


Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Première hydruration réalisée de manière centralisée pour maîtriser les coûts
- Existence des infrastructures routières suffisantes pour permettre la livraison des hydrures en un temps raisonnable (1/2 journée maximum entre lieu de production des hydrures et lieu de stockage pour consommation)
- Existence d'une filière de remplacement des consommables en fin de vie (> 10 ans)

Pour aller plus loin / Références :

10 – Flotte captive – Distribution bouteilles H₂



Besoin et système envisagé

L'hydrogène consommé dans une pile à combustible pour production d'électricité doit au préalable nécessairement être transporté jusqu'à son point d'utilisation.

Le recours à l'hydrogène comme vecteur énergie suppose donc l'existence d'un réseau de transport et distribution de l'hydrogène produit. Des solutions grande échelle (réseau d'hydrogène, injection dans les réseaux gaz, transport par rail, ...) ne semblent pas adaptées aux infrastructures existantes, y compris d'ici 15 ans, dans les pays en développement, a fortiori en tenant compte des zones hors agglomérations.

En conséquent, le transport sous forme de bouteilles H₂ dans des véhicules captifs – flotte qui effectue régulièrement un même trajet – permet de garantir la livraison d'hydrogène à l'ensemble des utilisateurs.

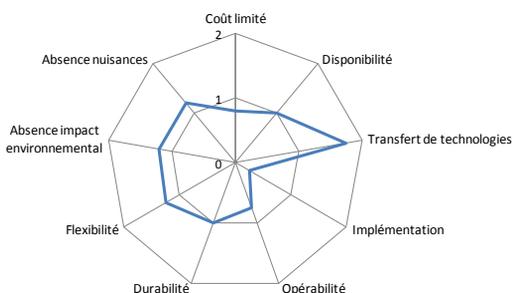
La solution ici préconisée consiste en l'utilisation de véhicules alimentés à l'hydrogène (pile PEMFC) pour assurer ce service de distributions de bouteilles haute ou moyenne pression, voire contenant de l'hydrogène liquide. La technologie des véhicules hydrogènes étant en passe d'être maîtrisée à large échelle sur des flottes captives dans les pays occidentaux [21], son applicabilité aux pays en développement ne devrait pas rencontrer d'obstacle technique majeur à horizon 2020-2025.

Un tel système présente l'avantage de limiter les émissions directes de GES liées aux trajets de ces véhicules.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première			
Production			
Energie			
Stockage / Distribution	Solution mature Coûts de distribution maîtrisés Pas d'émission directe de GES	Consommation énergétique pour la compression ou liquéfaction Trajets longs pour sites isolés	Emissions indirectes de GES, fonctions du mode de production d' H ₂
Utilisation	PEMFC est une PAC mature, adaptée à H ₂ pur	Coût des PEMFC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Solution utilisable pour la distribution d' H ₂ pour tous usages	Contraintes liées à l'intégration véhicule	

Flotte captive - Distribution bouteilles H₂



Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Existence des infrastructures routières suffisantes pour permettre la livraison d'H₂ en un temps raisonnable (1/2 journée maximum entre lieu de production et de consommation)
- Solution validée dans les pays occidentaux au préalable, ce qui semble en bonne voie
- Une production « verte » de l'H₂ est requise pour retirer un bénéfice environnemental de l'utilisation véhicule

Pour aller plus loin / Références :

Cette solution, cas particulier des flottes captives, peut a fortiori être déclinée pour le transport de « marchandises » moins imposantes, sur des véhicules a priori de taille inférieure à celle requise pour le transport de bouteilles H₂

11 – Relais télécom

Matière première



Ad lib

Production



Ad lib

Energie



Ad lib

Stockage / Distribution



Bouteilles GH₂

Utilisation



PAC

Besoin et système envisagé

L'enclavement, ou du moins l'isolement géographique, constitue une problématique caractéristique de nombreuses zones des pays en développement. Afin d'y remédier, des tronçons routiers permettent de relier physiquement les différents points naguère isolés, tandis que les relais télécom assurent un lien téléphonique (fixe ou mobile). Ces derniers peuvent avantageusement être situés le long de ces routes, créant ainsi une « bande » de communication.

Se pose alors le problème de l'alimentation énergétique de ces relais, dans des endroits non reliés au réseau électrique.

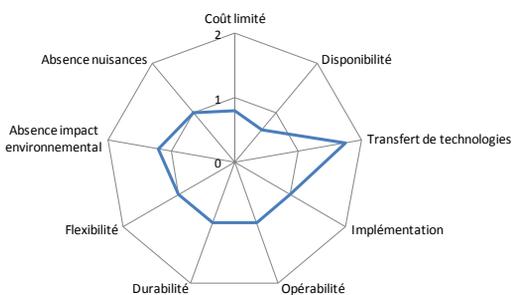
La solution ici préconisée consiste en l'utilisation de piles à combustible pour assurer l'alimentation continue de ces relais télécom. Les bouteilles utilisées pour le stockage de l'hydrogène consommé dans les piles à combustible peuvent aisément être remplacées une fois vidées, en raison de l'accessibilité des relais, aux bords des axes de communication routiers. L'hydrogène est stocké à l'état gazeux, à moyenne ou haute pression.

Un tel système présente l'avantage d'être applicable pour l'ensemble des relais télécom, indépendamment du lieu d'implantation. Il permet en outre de s'affranchir de la variabilité du coût du diesel usuellement utilisé dans les groupes électrogènes qui assurent l'alimentation de ces relais.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première			
Production			
Energie			
Stockage / Distribution	Solution mature Pas d'émission directe de GES	Consommation énergétique pour la compression	Coûts de distribution fonctions du lieu, potentiellement élevés
Utilisation	Des PAC matures peuvent être employés	Coût des PAC élevé	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Diminution du risque de vol, par rapport au diesel ou au solaire PV Fort potentiel marché	Distances potentiellement importantes pour le remplacement	

Relais télécom



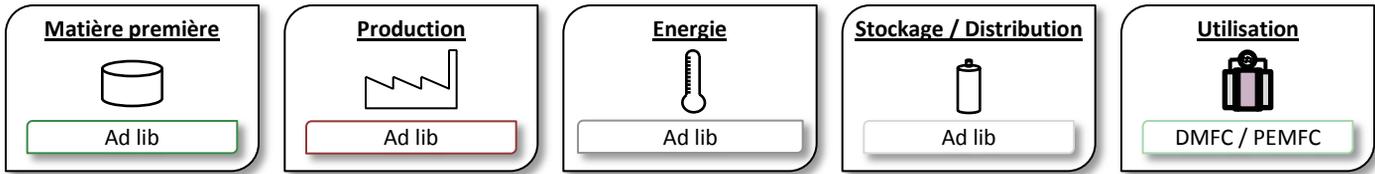
Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Production et stockage d'hydrogène centralisés, avant diffusion des PAC vers les lieux d'implantation des relais télécom
- Existence d'une filière de remplacement des bouteilles GH₂ usagées

Pour aller plus loin / Références : - 15 000 à 20 000 postes télécom alimentés par des piles à combustible en Inde.

- Initiative de Afrox (groupe Linde) et Diverse Energy visant à établir des relais de téléphonie mobile en Afrique orientale, l'hydrogène étant produit à partir d'ammoniac.

12 – Electronique portable – Cartouches Méthanol ou H₂



Besoin et système envisagé

Le développement d'équipements électroniques portatifs (téléphones mobiles, ordinateurs portables, baladeurs MP3, ...) s'accompagne d'une demande croissante en énergie pour leur alimentation et recharge. Ce marché, loin d'être limité aux pays occidentaux, est en plein essor dans les pays en développement.

Le recours usuel aux piles et batteries pose le problème de leur recyclage, que complexifie la présence de métaux toxiques. L'accès au réseau électrique pour alimenter ou recharger ces équipements électroniques n'est en outre envisageable que dans les zones reliées au réseau.

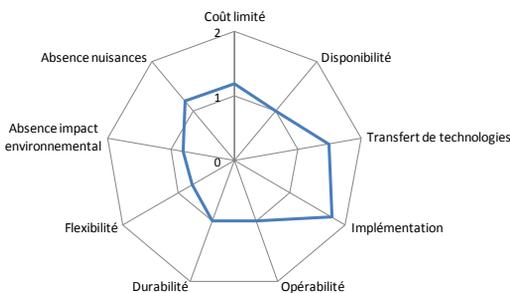
La solution ici préconisée consiste en l'utilisation de cartouches rechargeables respectivement d'hydrogène ou de méthanol afin d'alimenter en énergie ces équipements. L'utilisation se fait alors via une mini pile à combustible respectivement de type PEMFC ou DMFC. Les recharges peuvent être remplacées une fois consommées. Ces cartouches pourraient être commercialisées et revendues sur le même schéma que les recharges téléphoniques actuelles, via des commerces de proximité.

Un tel système présente l'avantage d'être applicable en tout lieu, indépendamment d'un accès au réseau électrique, et de produire des déchets (les recharges) considérés comme moins toxiques que des batteries.

Grille d'analyse

	Avantages	Inconvénients	Incertitudes
Matière première			
Production			
Energie			
Stockage / Distribution			
Utilisation	DMFC et PEMFC sont des PAC matures	Coût des PAC élevé, a fortiori pour des puissances faibles Toxicité du méthanol	Baisse des coûts grâce au bio-inspiré (matériaux moins coûteux) Durée vie membranes perfectible
Autres	Marché en pleine expansion et potentiellement vaste Création d'une filière de distribution		Performance et coût des solutions concurrentielles

Electronique portable - Cartouches Methanol ou H₂



Contraintes et conditions sous-jacentes :

- Production et stockage d'hydrogène centralisés. Le remplissage des cartouches est effectué de manière massive, avant envoi dans les filières de commercialisation
- La durée de vie et le coût des cartouches doivent être compétitifs par rapport aux batteries
- Puissance typique de l'ordre du Watt

Pour aller plus loin / Références :

Cartouches hydrogène (Hydrostik) de la société Horizon, rechargeables via une borne HydroFill

5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS



Conclusions

La segmentation des besoins des pays en développement et des systèmes hydrogène a permis de faire émerger, grâce au soutien d'experts du domaine, quelques solutions, où les technologies actuelles ou futures liées à l'hydrogène permettent de répondre à une partie de ces besoins.

Bien évidemment, il n'est pas possible de couvrir tous les besoins des pays en développement avec l'hydrogène uniquement, ni d'un point de vue technique, ni sous l'angle économique.

Cette étude aboutit de fait à la conclusion que l'hydrogène peut, dans ces certains cas, et à horizon 2020-2025 sous réserve de maîtrise des coûts, constituer une partie de la solution pour améliorer la situation actuelle des pays en développement, et notamment en terme d'accès à l'énergie.

C'est d'ailleurs vis-à-vis du besoin d'accès à l'électricité, en base ou en solution de secours pour pallier à la déficience des réseaux électriques en place, que l'hydrogène pourrait présenter l'intérêt le plus fort.

Mais c'est surtout la nature de la source énergétique utilisée pour la production d'hydrogène qui est susceptible de renforcer l'intérêt de cette option. En effet, le recours à des sources d'énergie renouvelable présente le double avantage de réduire la dépendance au coût d'une énergie

carbonée conventionnelle, tout en jouissant d'un meilleur bilan environnemental. Ce second argument n'est du reste pas neutre d'un point de vue réglementaire : La mise en place de pénalités pour les systèmes fortement émetteurs de GES, ou l'instauration de mécanismes d'aides aux solutions « propres » est parfaitement envisageable à horizon 2020-2025. En conséquent, il n'est pas exclu que des solutions reposant sur une production non carbonée d'hydrogène bénéficient d'un soutien politique et réglementaire.

Les autres solutions présentées dans cette étude mettent également en avant certains avantages de l'hydrogène, notamment vis-à-vis des batteries ou groupes électrogènes. Néanmoins, il convient de garder à l'esprit que, dans la majorité des cas étudiés, les technologies hydrogène sont encore en cours de développement, et qu'une incertitude demeure sur les coûts. L'applicabilité aux pays en développement est donc intimement liée aux efforts de développement mis en place par les industriels des pays occidentaux, avec qui les acteurs de la société civile aurait tout intérêt à collaborer s'ils souhaitent effectivement s'appuyer sur l'hydrogène pour accroître l'impact de leurs actions en faveur des populations défavorisées.



Recommandations

Sur la base des conclusions de cette étude, les recommandations d'ENEA Consulting sont :

- **Interprétation** : Les segmentations, maturités, et solutions ici présentées sont fournies à titre indicatif, et ne doivent pas être considérées comme des vérités absolues (notamment concernant les radars des différentes fiches). En outre, en raison des constantes évolutions liées aux efforts de R&D en cours, certains éléments présentés dans cette étude sont susceptibles d'être obsolètes d'ici quelque temps. Surtout, l'intérêt et l'applicabilité des différentes solutions sont intimement liées à chaque cas particulier. Aussi est-il conseillé d'utiliser les fiches avant tout comme source d'inspiration, voire d'en croiser plusieurs pour définir la solution la plus adaptée à un contexte donné.

- **Industriels** : Il ressort de cette étude que les besoins des pays en développement seront encore très forts en 2020-2025. L'hydrogène peut contribuer à y répondre. Aussi existe-t-il potentiellement un marché très vaste pour les industriels de l'hydrogène dans les pays en développement. L'aspect coût est naturellement prépondérant, mais il serait sans doute peu judicieux de négliger un aussi vaste marché au « bas de la pyramide ». Le développement de produits spécifiquement adaptés à cette demande semble une

option intéressante à considérer.

- **Acteurs de la société civile** : Les projets en faveur des populations défavorisées vont selon toute vraisemblance continuer à se développer sur le long terme. Aussi est-il important de considérer le large spectre des solutions technologiques disponibles dans la mise en place de ces projets futurs. L'hydrogène peut faire partie de la solution, et les acteurs de la société civile auraient sans doute tout intérêt à considérer ces options, voire à se tourner directement vers les acteurs industriels pour se renseigner sur la disponibilité de telle ou telle solution à l'horizon de temps envisagé.

- **Chercheurs** : Les efforts de R&D en cours sur le sujet de l'hydrogène sont conséquents, répartis dans nombre de pays industrialisés, et prometteurs. En regard des applications potentielles de l'hydrogène, il serait très intéressant que les travaux de recherche en cours permettent d'aboutir à des solutions à bas coût, permettant leur implémentation dans les pays en développement. En d'autres termes, le fait que les développements en cours portent sur la performance des technologies et également sur la baisse des coûts est encourageant, et mérite d'être poursuivi.

5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

• Bailleurs de fonds : A ce jour, aucune des solutions présentées n'est directement applicable, soit pour des raisons économiques, soit par manque de maturité technologique. Néanmoins, le potentiel de l'hydrogène semble faire consensus auprès de toutes les personnes sollicitées. Aussi serait-il sans doute très intéressant de pousser plus loin les analyses préliminaires réalisées dans le cadre de cette étude, et d'approfondir certaines des solutions décrites.

On peut notamment envisager des études de cas concrètes, avec analyse technico-économique d'une ou plusieurs solutions dans un environnement donné. Une telle démarche serait riche en enseignements sur les obstacles techniques restant à surmonter, sur les conditions de mise en œuvre et facteurs clés de succès de telles solutions, et sur la structure réelle de coût associée. Les solutions d'hybridation entre électrolyse et énergie renouvelable

paraissent avoir le potentiel le plus intéressant à court terme et pour une étude pilote, en raison de la disponibilité immédiate des technologies, et du très fort besoin en terme d'accès à l'énergie pour les populations ciblées par ces solutions, dans des zones non électrifiées donc.

• Lecteur : Enfin, cette étude étant diffusée librement (sous licence Creative Commons), le grand public, au même titre que les industriels, les acteurs de la société civile, et les chercheurs, est susceptible d'en prendre connaissance. ENEA Consulting invite en conséquent les lecteurs à faire part de leur remarques et questions d'une part, et à diffuser cette étude d'autre part, de sorte qu'elle bénéficie au plus grand monde. Puisse-t-elle promouvoir l'implémentation de projets ayant recours aux systèmes hydrogène dans les pays en développement.

ANNEXES

Contenu

Les annexes ci-après visent à fournir quelques éléments de contexte quant aux rendements et coûts, actuels et futurs, des technologies présentées dans le cadre de cette étude. Les chiffres présentés ne prétendent pas à l'exhaustivité, a fortiori sur des sujets en constante évolution. Aussi les chiffres fournis doivent-ils être considérés à titre d'information uniquement, et utilisés avec la plus grande prudence.

Comme dans l'ensemble de ce document, la référence, à titre d'illustration, à certains organismes, fournisseurs et

sociétés ne signifie aucunement qu'ENEA Consulting les recommande. Simplement ont-ils accepté de communiquer sur des éléments quantitatifs, et les technologies et chiffres présentés peuvent-ils servir de point de repère.

Enfin, discuter du coût des matières premières entrantes, ou du rendement et du coût des sources énergétiques utilisées pour la production d'hydrogène n'aurait pas de valeur ajoutée dans le présent rapport. Aussi ces annexes se concentrent-elles uniquement sur la production d'hydrogène, son stockage, et son utilisation.

Éléments quantitatifs : Rendements

Les quelques éléments de rendement directement applicables à une technologie ont déjà été mentionnés dans la partie relative à la description de la technologie. On fait figurer ici quelques données et références complémentaires.

A) Production d'hydrogène

• Électrolyse : L'efficacité des électrolyseurs n'est que modérément impactée pour une diminution de l'échelle. Leur bonne compacité permet de conserver des efficacités « acceptables » pour de petits électrolyseurs.

A titre d'ordre de grandeur, pour une application potentiellement fréquente dans le cadre de cette étude (solutions 1 et 2), un électrolyseur alcalin monocellulaire, de petite puissance, sans platine afin de limiter les coûts, peut tabler sur un rendement de 60% environ.

En terme d'objectif, le DOE estime réaliste des rendements de 73-75% dans un futur proche.

D'un point de vue durée de vie, les stacks (empilement de plusieurs cellules) des électrolyseurs alcalins doivent pour le moment être remplacés tous les 5 à 7 ans environ.

B) Stockage

En terme d'objectifs, les chiffres annoncés par le DOE constituent de bons points de référence [5] :

		2010	2015	Long terme
Densité massique	% massique	4.5	5.5	7.5
	kWh/kg	1.5	1.8	2.5
Densité volumique	g/l	28	40	70
	kWh/l	0.9	1.3	2.3

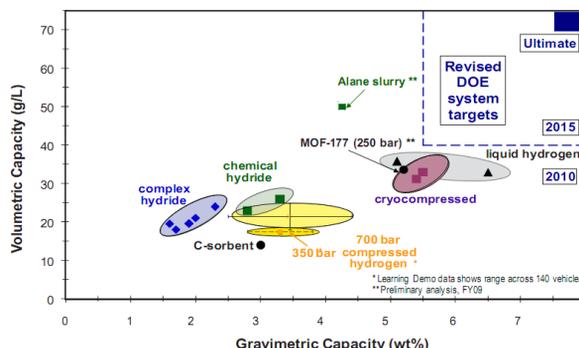
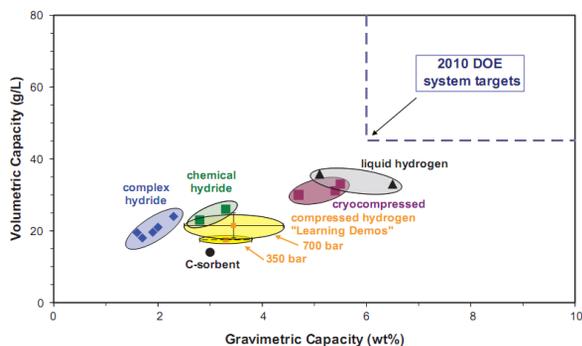
Les performances actuelles (2008) sont représentées à titre indicatif sur les deux schémas en bas de page [5].

On constate que, en 2008 du moins, les performances atteintes par les différents systèmes de stockage restent globalement légèrement en retrait par rapport à l'objectif 2010.

• Stockage H₂ gazeux :

Si la densité énergétique de stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse (après compression) est très faible devant celle des hydrocarbures, elle est légèrement inférieure d'un point de vue volumique et supérieure d'un point de vue massique au stockage via des batteries lithium.

On peut retenir les ordres de grandeur suivant : L'essence a une densité énergétique (du puits à la roue) de ~ 2000 Wh/kg ou 2500 Wh/l ; pour de l'hydrogène stocké gazeux à 700 bara, ces densités diminuent à ~ 330 Wh/kg et 170 Wh/l ; enfin ces mêmes densités énergétiques sont de ~ 120 Wh/kg et ~ 250 Wh/l pour des batteries lithium.



ANNEXES



Eléments quantitatifs : Coûts

A) Production d'hydrogène

Les coûts de production de l'hydrogène peuvent être assez bien appréhendés en considérant les objectifs fixés – et régulièrement actualisés – par le DOE (*Department Of Energy*).

C'est notamment ces objectifs que le NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) cherche à atteindre [6].

• Electrolyse [6] : Afin de produire de l'hydrogène par dissociation des molécules d'eau, les électrolyseurs ont besoin d'une alimentation électrique (en provenance du réseau, ou par le biais d'une production décentralisée, notamment d'origine renouvelable). C'est pourquoi le coût de cette électricité est un facteur prépondérant dans le coût de l'électrolyse.

Il est intéressant de noter que le coût des convertisseurs utilisés pour passer d'un courant alternatif (réseau) à un courant continu (utilisé par l'électrolyseur) peut représenter jusqu'à 25-30% du coût total de l'électrolyseur [6]. De ce fait, une production décentralisée d'électricité continue visant à alimenter un électrolyseur peut bénéficier de certaines économies sur les étapes de conversion électrique.

La puissance de l'électrolyseur a également une incidence directe sur le coût de production. Ainsi le DOE annonçait-il un objectif de 2.5 \$/kg H₂ pour 2010, objectif qui paraît en passe d'être atteint pour de grandes puissances. A titre de comparaison le chiffre de 4 €/kg H₂ parfois cité dans le contexte français [12] semble a fortiori parfaitement accessible.

Pour une production décentralisée d'hydrogène par électrolyse, le NREL vise-t-il un coût de production de 0,11 \$/kWh en 2012, et 0,09 \$/kWh en 2017.

Pour leur part, les fournisseurs d'électrolyseur annoncent une baisse des coûts en raison d'un futur effet d'échelle sur les volumes produits. Quant au coût actuel, à titre d'illustration, RE Hydrogen [9] annonce 75 £/kW pour un électrolyseur de 10 kW, et vise une production d'hydrogène pour 3 à 6 £/kg H₂ pour des électrolyseurs de petite puissance (1 à 5 kW).

Dans le cas plus spécifique du couplage entre éolienne et électrolyseur – cas de la solution 2 –, les coûts annoncés sont les suivants : 6,6 \$/kg H₂ pour un système relié au réseau, et 10,7 \$/kg H₂ pour un système isolé. A horizon 2020, l'objectif mis en avant est une diminution des coûts pour atteindre ~3 \$/kg H₂, avec des prix sensiblement équivalents pour des systèmes reliés au réseau ou autonomes.

De manière similaire, pour une production centralisée d'hydrogène via un électrolyseur alimenté par une énergie d'origine éolienne, les objectifs du NREL sont-il de 0,14 \$/kWh en 2012, et 0,09 \$/kWh en 2017.

• Oxydation partielle (ou gazéification) [5] : Le DOE semble n'accorder qu'une importance secondaire à la filière de la gazéification de la biomasse pour la production d'hydrogène. Il estime le coût actuel à 7,0 \$/kg H₂. La répartition des coûts fait apparaître que les principaux postes sont, dans l'ordre : CAPEX, biomasse, puis distribution. L'objectif annoncé par le DOE vise à une diminution à 2,0 \$/kg H₂ en 2015.

• Pyrolyse [5] : Toujours selon le DOE, la production d'hydrogène par pyrolyse, légèrement plus coûteuse que la voie gazéification de biomasse tant aujourd'hui que dans le futur, vise un objectif de 2,4 \$/kg H₂ en 2015.

• Cycle thermochimique [16] : Cette technologie grande échelle pourrait, si son développement est confirmé, permettre la production d'hydrogène à bas coût, potentiellement capable de concurrencer le vaporeformage une fois la maturité atteinte, avec un faible coefficient pour les économies d'échelle.

B) Stockage

Le DOE a également fixé des objectifs quantitatifs pouvant servir de point de référence pour le stockage d'hydrogène : 133 \$/kg H₂ en 2010, puis 67 \$/kg H₂ en 2015 [5].

Ce sont les technologies de stockage innovantes qui devront bénéficier d'efforts de R&D suffisants pour atteindre cet objectif.

• Hydrures : A ce jour, le stockage par hydrures métalliques, bien moins coûteux que l'utilisation de nanoformes de carbone, tend vers l'industrialisation. Les coûts devraient en conséquent baisser dans un futur proche.

• Nanoformes de carbone : Parmi les technologies à base de nanoformes de carbone, il semblerait que ce soit les nanocornets qui soient à ce jour les mieux positionnées en terme de coût. L'objectif annoncé est de l'ordre de quelques euros par gramme.

Toutefois, ces solutions de stockage à base de nanoformes de carbone demeurent pour l'instant moins compétitives que le stockage à base d'hydrures d'un point de vue économique [5]. Seules des avancées conséquentes en R&D sur les nanoformes de carbone pourraient modifier cet équilibre.

• Batteries : A titre de comparaison, on estime à ce jour que, pour de grandes puissances, le stockage par des batteries lithium revient à environ 2 \$/Wh.

L'utilisation de batteries conventionnelles est moins coûteuse, mais pose d'autres problèmes, qui déplacent notamment la comparaison sur l'angle environnemental.

ANNEXES

C) Utilisation

• Piles à combustible [12], [14], [17], [19] : Il existe une certaine homogénéité dans les coûts actuels et attendus pour les piles à combustible, selon les sources. La divergence est en tout cas moindre que pour les coûts de production et stockage.

D'un coût actuel de 1000 à 3000 €/kW, une baisse significative est attendue, pour aboutir à un ordre de grandeur de 100 €/kW à horizon 2020. 25 à 30% de la baisse est imputable à la production de masse liée au développement attendu de la filière hydrogène.

A titre d'exemple, une pile à combustible qui coûtait 1100 €/kW en 2005 pourrait ne plus coûter que 95 €/kW en 2020.

Par ailleurs, dans la structure de coût des piles à

combustibles PEMFC, 30% est lié à l'utilisation de platine, et 30% à l'utilisation de nafion dans les membranes. Le recours aux matériaux bio-inspirés devrait donc permettre une diminution de ce premier poste.

• Cartouches H₂ rechargeables : Dans le cas particulier des cartouches d'hydrogène, et à titre d'illustration de la solution 12, les produits développés par Horizon sont commercialisés en France aux tarifs ci-après, en 2010. HydroFill : 500 € HT ; Cartouches HydroStick (12 Wh) : 30 € HT. Par ailleurs, la recharge d'une cartouche se fait en une heure, l'alimentation électrique de la station HydroFill pouvant être assurée via des panneaux solaires, une éolienne, ou un via un raccordement réseau.

ANNEXES



Références

- [1] Association Française de l'Hydrogène, Memento de l'Hydrogène
- [2] R. Benchrif, A. Bennouna, D. Zejli (2007), Rôle de l'hydrogène dans le stockage de l'électricité à base d'énergies renouvelables
- [3] HS. Lee, W. Vermaas, B. Rittman (2010), Biological hydrogen production: Prospectives and challenges
- [4] Arizona State University, Biodesign Institute
- [5] DOE, Hydrogen Program – 2008 and 2009 annual progress report
- [6] NREL, K.W. Harrison and G.D. Martin (2008), Renewable Hydrogen: Integration, Validation, and Demonstration
- [7] CRS Report for Congress (1955), Hydrogen: Technology and Policy
- [8] Life cycle assessment of hydrogen production processes : steam reforming of natural gas, ethanol and bioethanol – 2010 – Javier Dufour et al.
- [9] RE Hydrogen
- [10] Fukai Environmental Research Institute
- [11] UNU-MERIT, Lynn K. Mytelka
- [12] ERH2B, Bruno Mansuy
- [13] CNRS Orléans, Marie-Louise Saboungi
- [14] Joanneum Research Forschungsgesellschaft, Gerfried Jungmeier
- [15] Région Rhône-Alpes, Jérôme Biasotto
- [16] University of Ontario, Greg Naterer
- [17] CEA, Vincent Artero
- [18] University of Montreal, Patrick Hallenbeck
- [19] Energy Research Centre of the Netherland, Jos Bruggink
- [20] University of Delaware, Erman Senoz
- [21] EU Coalition (2010), A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis
- [22] Air Liquide, Françoise Barbier