



**HAL**  
open science

## Une analyse économique de la production d'hydrogène à partir d'électricité éolienne pour des usages transport

Philippe Menanteau, Marie-Marguerite Quéméré, Alain Le Duigou, Sandra Le Bastard

### ► To cite this version:

Philippe Menanteau, Marie-Marguerite Quéméré, Alain Le Duigou, Sandra Le Bastard. Une analyse économique de la production d'hydrogène à partir d'électricité éolienne pour des usages transport. *Revue de l'Energie*, 2010, 61 (597), pp.322-333. halshs-00537563

**HAL Id: halshs-00537563**

**<https://shs.hal.science/halshs-00537563v1>**

Submitted on 18 Nov 2010

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Une analyse économique de la production d'hydrogène pour des usages transport à partir d'électricité éolienne

P. Menanteau<sup>1</sup>, M.M. Quéméré<sup>2</sup>, A. Le Duigou<sup>3</sup>, S. Le Bastard<sup>4</sup>

Juin 2010

## Résumé :

L'électricité d'origine éolienne est souvent considérée comme une option particulièrement prometteuse pour la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables mais les conditions économiques de cette production restent généralement assez floues. L'objet de ce papier est d'explicitier ces conditions en précisant les conditions d'utilisation de l'hydrogène produit. Les analyses présentées ici pour les usages transport font apparaître une grande variabilité des coûts de production de l'hydrogène selon les profils de demande considérés avec un net avantage pour les configurations limitant au maximum le recours à des dispositifs de stockage.

## 1. Introduction

Si la perspective de développement des usages de l'hydrogène dans les applications stationnaires ne doit pas être écartée, ce sont les applications mobiles qui suscitent aujourd'hui le principal intérêt pour ce vecteur énergétique. La plupart des exercices de prospective énergétique qui envisagent le développement de l'hydrogène le situent en effet dans les applications de transport et dans le cadre de politiques climatiques fortement contraignantes. La production d'hydrogène à partir de sources non émettrices de GES est alors une condition nécessaire (mais pas toujours suffisante) qui se traduit par une évolution sensible du mix de production d'hydrogène au-delà de 2030, avec l'introduction de la capture du CO<sub>2</sub>, le recours au nucléaire et l'intégration progressive d'une proportion croissante de sources renouvelables. Parmi les sources renouvelables, l'éolien pourrait jouer un rôle central pour la production d'hydrogène car il s'inscrit dans une dynamique de croissance très favorable associée à des performances en progrès constant. Une dynamique de croissance que le développement de la filière hydrogène pourrait consolider en offrant un moyen de stockage pour pallier au caractère intermittent de la production éolienne.

La production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne fait l'objet d'analyses détaillées depuis plusieurs années. Dans certains cas, les résultats obtenus peuvent apparaître comme prometteurs même si les coûts restent de façon générale encore bien au dessus de ceux auxquels conduisent le reformage du méthane ou l'électrolyse de l'eau à partir du mix électrique existant. Ces résultats ne sont toutefois pas toujours exploitables du fait d'hypothèses insuffisamment explicites ou par trop favorables au regard des conditions réelles de production et d'exploitation.

---

<sup>1</sup> Philippe Menanteau, LEPII, Université de Grenoble - CNRS

<sup>2</sup> Marie-Marguerite Quéméré, EDF R&D.

<sup>3</sup> Alain Le Duigou, CEA, Coordinateur du projet HyFrance3.

<sup>4</sup> Sandra Le Bastard, stagiaire EDF (04 – 09 / 2008)

Cette étude s'inscrit dans le cadre du projet HyFrance3 (Le Duigou et alii, 2010), d'une durée de 20 mois et mené à bien par un consortium de 10 partenaires : Air Liquide, Total, EDF R&D, GDF Suez, CNRS-LEP2, IFP, AFH2, ALPHEA, ADEME (co-financeur et partenaire) et le CEA (coordinateur). En complément de la vision prospective à moyen-long terme (2020 – 2050) développée dans les projets HyFrance1 et HyFrance2 (J.-M. Agator et al, 2006), déclinaisons nationales du projet européen HyWays, le projet HyFrance3 s'attache à étudier le paysage, les évolutions et la compétitivité économique de certains maillons de la chaîne de l'hydrogène, pour des applications industrielles et énergétiques, à un horizon plus proche (2020-2030) : situation actuelle et évolutions de la demande en hydrogène destiné aux marchés industriels, stockages massifs et distribution en régions Rhône-Alpes et PACA, et la présente étude qui évalue les coûts de production de l'hydrogène à partir de l'éolien dans des configurations de demandes particulières. Cette étude a pour objectif de montrer que les résultats dépendent certes des hypothèses technico économiques retenues, mais également et dans une large mesure des profils de demande que la production d'hydrogène vise à satisfaire. Pour cela, on s'intéresse ici au cas classique de la production d'hydrogène pour l'alimentation de véhicules à hydrogène par l'intermédiaire d'une station service autoroutière. Mais on s'intéresse également à des profils de demande plus spécifiques, toujours pour de l'hydrogène carburant : l'alimentation d'une flotte de bus fonctionnant à l'Hythane® (mélange méthane – hydrogène) et un procédé de production de biocarburants de seconde génération (BtL 2G). Enfin, on présente des résultats obtenus pour des usages hors transports, sur une configuration de production d'électricité éolienne avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène pour tester l'intérêt de ce dispositif vis-à-vis de sources d'électricité intermittentes .

## 2. Problématique

La production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne est souvent présentée comme un moyen d'augmenter la part de l'éolien dans le mix énergétique en absorbant les variations de la ressource et en élargissant l'utilisation de l'électricité vers de nouveaux usages, en particulier les transports. Mais les analyses technico-économiques réalisées sur cette filière de production restent partielles et méritent d'être complétées.

On peut schématiquement distinguer trois façons de construire une filière de production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne :

- La production d'électricité d'une éolienne, ou d'un champ d'éoliennes, peut être exclusivement dédiée à la production d'hydrogène, sans raccordement au réseau électrique ;
- Le raccordement au réseau électrique peut compléter la production d'électricité d'origine éolienne et assurer un fonctionnement à pleine charge de l'électrolyseur, le réseau étant sollicité lorsque la ressource éolienne est insuffisante ;
- Le raccordement au réseau électrique peut enfin être utilisé comme dans l'option précédente pour pallier aux aléas de la ressource éolienne mais il peut, de plus, offrir la possibilité d'injecter sur le réseau les excédents de production d'électricité, en cas de sous dimensionnement de l'électrolyseur.

L'ajout d'un stockage d'hydrogène permet d'adapter la production en fonction des caractéristiques de la demande d'hydrogène. Les prix de l'électricité sur le réseau doivent également être pris en compte, l'achat d'électricité en pointe pour compléter la production éolienne et continuer à produire de l'hydrogène n'étant pas nécessairement optimal d'un point de vue économique.

Ces différentes configurations ne sont donc équivalentes ni en volume d'hydrogène produit pour une capacité de production éolienne donnée, ni en terme de choix technologiques (pour l'électrolyseur notamment), ni en coût de production de l'hydrogène, ni en terme d'impact sur le réseau électrique.

L'étude s'attache à calculer le coût de l'hydrogène d'origine éolienne en choisissant différentes options de production d'hydrogène par électrolyse associant l'énergie éolienne, l'électricité de réseau, un stockage d'hydrogène, compte tenu du type d'usage final de l'hydrogène envisagé.

### **3. Analyse de la littérature**

Les possibilités offertes par le stockage ou l'usage direct de l'hydrogène (dans les véhicules par exemple) comme moyen de contourner les difficultés du stockage de l'électricité à grande échelle, suscitent depuis quelques années un intérêt croissant. Il n'est toutefois pas possible d'évoquer l'ensemble des travaux publiés sur le sujet et nous nous contenterons de reprendre certains résultats d'études qui présentent des similitudes avec le travail réalisé ici (production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne avec ou sans raccordement au réseau).

Les configurations décrites dans ces études présentent des différences très importantes : électrolyse sur le site de production éolienne puis transport et stockage de l'hydrogène ou transport d'électricité par le réseau et production d'hydrogène sur le site de consommation par exemple. De même le dimensionnement des électrolyseurs ou du stockage varie selon les profils de demande considérés. Enfin, et surtout, les hypothèses sur les coûts des éléments de la chaîne de production / stockage d'hydrogène sont très variables et bien entendu déterminants sur les coûts de production de l'hydrogène obtenus. Pour ces raisons, nous ne cherchons pas une stricte comparaison avec le travail réalisé ici mais un simple rappel des hypothèses retenues dans ces travaux et des ordres de grandeur auxquels ils conduisent.

Linneman et alii (2007) examinent les possibilités et l'intérêt économique d'un stockage de la production d'électricité intermittente d'origine éolienne par le biais de la production d'hydrogène. Les auteurs considèrent deux dispositifs techniques très contrastés : le premier de petite taille (expérimental) alimente une 100<sup>e</sup> de véhicules sur l'année avec de l'hydrogène produit par une seule éolienne de 1.5 MW ; le second, de grande taille, est constitué d'une batterie d'électrolyseurs de 100 MW alimentés par une ferme éolienne de 1000 MW. Le premier cas est relativement proche des configurations étudiées dans le projet HyFrance3. Le second s'en éloigne sensiblement puisqu'une infrastructure de transport et distribution est mise en place pour alimenter des stations service, ainsi que des usages industriels et des consommateurs domestiques. Le coût global de production, intégrant l'ensemble des coûts de production, transport et distribution (2eme cas), et stockage, est estimé à 24 €/kg<sup>5</sup> pour le système expérimental, et 10 €/kg dans la configuration de grande taille. Selon les auteurs, ces coûts sont susceptibles de diminuer s'il est possible de profiter d'économies d'échelle sur les différents composants, en particulier, sur les électrolyseurs qui représentent une grosse partie de l'investissement.

Ce résultat est confirmé par plusieurs études notamment Jorgensen et al. (2008) qui observent pour plusieurs scénarios de développement de l'éolien que les coûts de production de l'hydrogène sont extrêmement élevés lorsque le taux d'utilisation des électrolyseurs est faible. Ils en concluent qu'il est difficile d'envisager l'installation d'électrolyseurs qui

---

<sup>5</sup> Tous les coûts ont été convertis en €2008 pour permettre la comparaison

fonctionneraient essentiellement pour stocker l'électricité en période de production éolienne excédentaire, et ce, même en cas de forte pénétration de l'éolien. De même, Aguado et alii (2009) confirment que le couplage d'un dispositif de stockage d'hydrogène avec les éoliennes permet d'éviter les contraintes de gestion du réseau qu'occasionne la production d'électricité éolienne et ainsi d'augmenter la pénétration de sources intermittentes sur le réseau. Mais ils montrent également que les surcoûts qu'entraîne l'introduction d'un stockage hydrogène ne sont pas compensés par les gains liés à une meilleure gestion de la production intermittente.

De son côté, Bartholomy (2005) examine les possibilités de produire de l'hydrogène pour alimenter des véhicules à partir de la ressource éolienne en Californie. Deux configurations contrastées sont également étudiées. La première option qui consiste à installer les électrolyseurs à proximité des centrales éoliennes, à produire au fil du vent de l'hydrogène stocké dans des réservoirs souterrains de grande dimension est considérée comme actuellement non-économique. L'autre option consiste à produire l'hydrogène de façon distribuée en installant les électrolyseurs à proximité des points de consommation et en utilisant de l'électricité d'origine éolienne transportée par le réseau. Les coûts de chaque option sont estimés en considérant un développement massif de la filière hydrogène et en intégrant l'impact positif sur le réseau d'une régulation de la production renouvelable intermittente. Toutefois, les résultats très favorables s'expliquent en grande partie par les hypothèses retenues. Ainsi, le coût des électrolyseurs est estimé à 670 €/kW à court terme et moins de 170 € à long terme, et le coût des éoliennes (670 €/kW) ne correspond aujourd'hui plus à la réalité<sup>6</sup>. Pour la production distribuée (court terme) les coûts obtenus sont proches de 4 €/kg mais le ratio éolien / réseau n'est pas connu ; à long terme ils pourraient atteindre 2.3 €/kg dans une configuration de production centralisée à partir d'énergie éolienne seule mais avec un stockage souterrain dont le coût rapporté au kilogramme d'hydrogène est extrêmement faible (0.03 €/kg).

Avec des hypothèses également favorables sur le coût des électrolyseurs et du kWh éolien (cf infra) Levene et alii. (2006) aboutissent à des coûts comparables. Deux options sont là aussi distinguées selon que l'hydrogène est produit de façon centralisée à proximité des éoliennes puis distribué vers les usages finaux ou de façon décentralisée en utilisant l'électricité produite par des centrales éoliennes et distribuée par le réseau. Dans le premier cas, les éoliennes produisent de l'électricité pour le réseau lorsque les prix sont élevés et de l'hydrogène lorsque les prix sont bas. Caractéristique importante, le modèle accepte que la demande ne soit pas satisfaite de telle sorte que lorsqu'il n'y a pas de vent il n'y a pas de production d'hydrogène (production au fil de l'eau). Dans le second cas en revanche, la demande représentée par une station service doit être satisfaite, ce qui impose la mise en œuvre d'un stockage d'hydrogène. Comme dans l'étude précédente, le coût des électrolyseurs est faible (530 €/kW déclinant jusqu'à 220 €/kW à long terme) ainsi que celui de l'énergie éolienne fixé à 27 €/MWh (contre de l'ordre de 80 €/MWh dans la présente étude). Les coûts correspondant à l'option de production centralisée sont logiquement bas puisque cette configuration n'impose pas de stockage d'hydrogène et n'intègre par ailleurs pas de coût de transport : 4.0 €/kg à court terme décroissant jusqu'à 1.6 €/kg à long terme. Le foisonnement entre les sources de production éolienne permet dans la configuration de production décentralisée, d'améliorer le facteur de charge des électrolyseurs qui passe de 80 à 90% ! En conséquence, les coûts sont plus bas encore que dans l'option de production centralisée malgré l'introduction d'un stockage : 2.9 €/kg à court terme décroissant à 1.7 €/kg à long terme.

---

<sup>6</sup> Le coût retenu par le projet HyFrance3, de 1400 €/kW, tient compte de la très forte augmentation des coûts des moyens de production d'électricité, dont l'éolien, observée au cours des années récentes.

Greiner et al. (2007) obtiennent également des coûts de cet ordre (3.0 €/kg) pour la production d'hydrogène d'origine éolienne avec raccordement au réseau. Deux configurations sont étudiées pour la production d'hydrogène à partir d'électricité éolienne sur une île norvégienne. Un système isolé de petite taille dans lequel l'énergie éolienne est secondée par un groupe électrogène diesel et un système raccordé au réseau électrique norvégien qui permet d'absorber les surproductions et fournit l'électricité en cas d'absence totale de vent. Dans cette configuration, l'électrolyseur est dimensionné de façon à fonctionner quasiment à charge constante et le stockage est réduit au maximum, ce qui permet d'obtenir, grâce au faible coût de l'électricité en Norvège, un coût de production de l'hydrogène voisin de 3€/kg. En cas de système isolé, l'éolienne de 3MW (950 €/kW) associée à un électrolyseur de 2 MW, conduit à un coût sensiblement plus élevé de 6.5 €/kg.

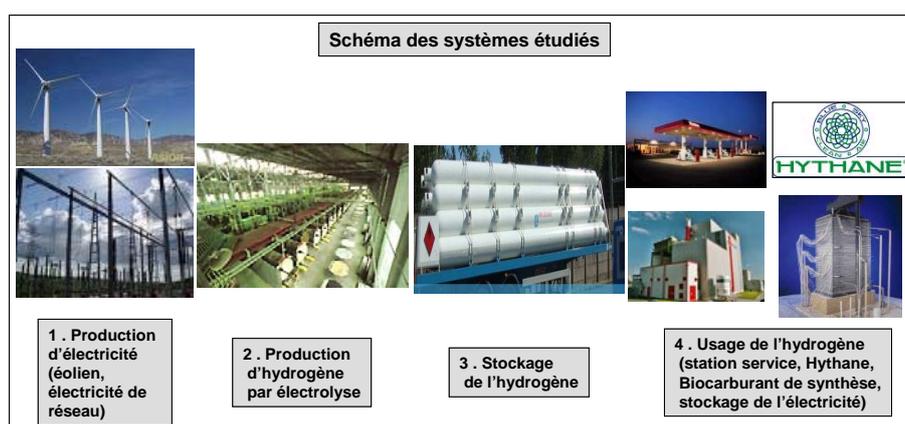
De manière générale, on observe que les coûts de production d'hydrogène sont très nettement plus élevés pour les configurations isolées du réseau électrique. En cas de raccordement au réseau, les coûts peuvent atteindre des niveaux relativement bas (2 – 3 €/kg), mais pour des hypothèses (très) favorables en ce qui concerne les facteurs de charge des électrolyseurs ou les coûts des éoliennes.

## 4. Scénarios étudiés et principaux résultats

En complément de la vision prospective à moyen-long terme (2020 – 2050) développée dans les projets HyFrance1 et HyFrance2 (déclinaisons nationales du projet européen HyWays), le projet HyFrance3 s'attache à étudier le paysage, les évolutions et la compétitivité économique de certains maillons de la chaîne de l'hydrogène, pour des applications industrielles et énergétiques, à un horizon plus proche (2020-2030) : situation présente et évolutions de la demande en hydrogène destiné aux marchés industriels, stockages massifs et distribution en régions Rhône-Alpes et PACA, et la présente étude qui évalue les coûts de production de l'hydrogène à partir de l'éolien dans des configurations de demandes particulières.

### 4.1. Les différents cas étudiés

#### 4.1.1. Les systèmes



### Figure 1 : Schéma des systèmes étudiés

L'objet principal de ce travail est de déterminer le(s) coût(s) de production d'hydrogène pour différentes configurations de systèmes. Tous les systèmes étudiés peuvent se décrire selon le schéma présenté à la Figure 1 qui décompose le système en quatre séquences :

1. La production d'électricité, où l'on a considéré trois architectures différentes :
  - Une production basée uniquement sur l'éolien, sans connexion au réseau électrique.
  - Le raccordement au réseau électrique pour compléter la production d'électricité d'origine éolienne et assurer un fonctionnement à pleine charge de l'électrolyseur, le réseau étant sollicité lorsque la ressource éolienne est insuffisante.
  - Le raccordement au réseau électrique pour injecter l'électricité d'origine éolienne produite durant les « heures pleines » ; l'hydrogène n'est alors produit que pendant les « heures creuses ».
2. La production d'hydrogène par électrolyse avec deux technologies : l'électrolyse alcaline, technologie mature, et de façon exploratoire, l'électrolyse à membrane protonique, technologie en développement.
3. Le stockage de l'hydrogène, sous forme gazeuse, dans des « tube trailers ». L'hypothèse est faite que les sites sont choisis pour permettre l'implantation des éoliennes au plus près de l'usage de l'hydrogène, supprimant ainsi la nécessité de transporter l'hydrogène.
4. Quatre types d'usage de l'hydrogène ont été envisagés, permettant de simuler des profils de demande d'allures différentes. Il s'agit d'une station service autoroutière, d'hydrogène utilisé en mélange avec du gaz naturel (Hythane®) pour alimenter une flotte de bus captive, d'hydrogène destiné à un procédé de production de biocarburants de seconde génération, enfin d'hydrogène utilisé comme un moyen de stockage de l'électricité.

#### 4.1.2. Les scénarios de demande en hydrogène

L'outil de modélisation HOMER (cf. infra) utilisé dans l'étude permet de simuler le fonctionnement d'un système sur une année entière par pas horaire. Cette possibilité est importante dès lors qu'il s'agit de simuler le fonctionnement intermittent d'une production éolienne. Elle a également été mise à profit pour décrire de façon précise plusieurs profils de demande en hydrogène et tirer des enseignements sur l'effet de ces différents profils.

##### Station service

Dans le scénario permettant de produire de l'hydrogène pour alimenter une station service, la demande en hydrogène a été calée sur la demande en essence d'une station service autoroutière type. Le niveau de demande mensuelle est très irrégulier, avec un profil en « créneau » pour la demande journalière (demande plus importante le jour entre 7h et 19h), et un pic important de consommation pour les mois de juillet et août, comme le montre la figure ci-dessous. La demande moyenne horaire est estimée à 97.3 kg/h.

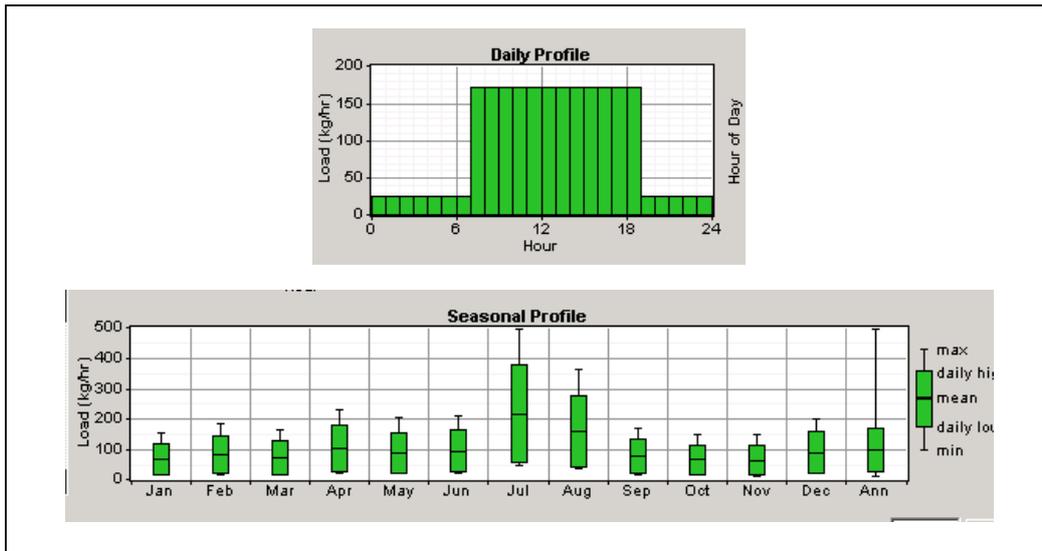


Figure 2 : Profils quotidien et annuel d'une demande en hydrogène pour une station service

### Hythane®

L'Hythane® est un mélange de gaz naturel et d'hydrogène (80-20 % en volume). La présence d'hydrogène améliore le rendement de combustion et, si l'hydrogène est produit sans émission de CO<sub>2</sub> (à partir d'énergie éolienne ou d'un mix électrique faiblement carboné par exemple), on observe également une diminution des émissions de gaz à effet de serre, à performances énergétiques équivalentes, par rapport au gaz naturel. Dans cette étude on a considéré une demande en hydrogène correspondant à l'alimentation en Hythane® d'une flotte d'une centaine de bus. La consommation horaire en hydrogène est supposée constante tout au long de l'année et égale à 12.5 kg/h.

### Biocarburant de 2eme génération

La production de biocarburant de 2eme génération nécessite la gazéification de la biomasse, le traitement du gaz de synthèse puis la synthèse du carburant. En sortie de gazéifieur, le mélange gazeux destiné à la synthèse de carburant contient principalement de l'hydrogène et du monoxyde de carbone, dans des proportions qui doivent être ajustées pour atteindre un ratio H<sub>2</sub>/CO de l'ordre de 2. L'augmentation des proportions d'hydrogène s'effectue classiquement via une réaction de gas shift. Dans la présente étude, l'idée testée est celle d'un ajustement partiel des proportions d'hydrogène et de monoxyde de carbone pour maximiser le bilan matière de la biomasse en ajoutant de l'hydrogène produit par ailleurs.

La capacité de production de l'unité considérée est de 2000 barils/jour de biocarburant, qui nécessite un apport de l'ordre de 3 000 kg/h d'hydrogène pour supprimer tout recours à l'étape de gas shift. Compte tenu de la puissance éolienne considérée ici (48 MW au maximum), on a fait l'hypothèse que la majorité de l'ajustement des proportions d'hydrogène et de monoxyde de carbone s'effectue par gas shift. L'hydrogène produit par les éoliennes reste alors très minoritaire et peut être transféré en continu au procédé de production de biocarburant sans stockage intermédiaire (« au fil du vent »).

### Stockage d'électricité

Il s'agit ici d'utiliser l'hydrogène comme un intermédiaire permettant, via une pile à combustible, de produire de l'électricité. L'une des idées testées dans l'étude consiste à

produire l'hydrogène en heures creuses pour réinjecter de l'électricité en heures de pointe. On notera que c'est le seul scénario considéré dans l'étude qui nécessite le recours à une pile à combustible.

## 4.2. L'outil HOMER

L'étude a été réalisée en utilisant le modèle HOMER développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2004). Il s'agit d'un modèle d'optimisation économique qui minimise les coûts de production d'un parc énergétique pour satisfaire une demande finale en énergie, sous différentes contraintes.

En entrée du modèle sont définis les paramètres technico-économiques des technologies considérées ainsi que les caractéristiques de l'environnement (vent,...), différentes contraintes (part de renouvelable dans la production d'électricité,...), ainsi que les caractéristiques économiques du projet énergétique dans son ensemble (taux d'actualisation, durée de vie du projet, ...). En sortie de modèle, l'outil HOMER classe les résultats en fonction des coûts totaux actualisés sur la durée du projet. L'outil permet de décrire le fonctionnement des systèmes sur une année entière et par pas horaire, ce qui est particulièrement utile pour intégrer le caractère intermittent de la production éolienne.

## 4.3. Hypothèses technico-économiques

### 4.3.1. Eoliennes et vent

Les éoliennes considérées ont une puissance unitaire de 3 MW et produisent un courant alternatif. La production éolienne a été évaluée sur la base de relevés réels de vent en région marseillaise (année 2005), les données permettant de décrire une année de production par pas horaire. Avec le profil de vent considéré et les caractéristiques des éoliennes, le profil de production est celui présenté à la Figure 3 ci-dessous.

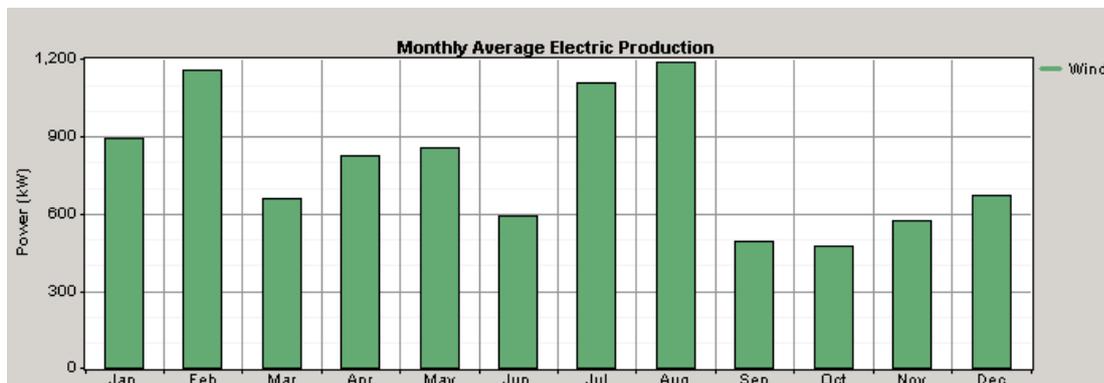


Figure 3 : Profil de production moyen d'une éolienne de 3 MW (exprimé en puissance moyenne mensuelle)

Avec les hypothèses de l'étude, la production annuelle d'une éolienne de 3 MW est de 6.9 GWh et son facteur de capacité de 26.3 %.

### 4.3.2. Electrolyseurs et compresseur

L'électrolyseur est le cœur du système qui permet de produire l'hydrogène à partir de l'électricité éolienne disponible. Nous avons considéré deux technologies d'électrolyse : la technologie alcaline (technologie mature) et la technologie à membrane protonique, souvent présentée comme une technologie mieux adaptée à la gestion de l'intermittence des ENR.

Dans le cas de l'électrolyse alcaline, et en l'absence de données réelles, nous avons fait l'hypothèse que le fonctionnement intermittent diminuait d'un facteur deux la durée de vie de l'électrolyseur par rapport à la durée de vie en fonctionnement continu.

En sortie d'électrolyseur, l'hydrogène est à une pression de 30 bars et doit être comprimé pour atteindre les 200 bars du système de stockage. L'outil HOMER ne permettant pas de décrire le compresseur de façon indépendante, ses caractéristiques ont été intégrées à l'étage de l'électrolyseur et dimensionnées pour chacune des tailles d'électrolyseur considérée.

### 4.3.3. Pile à combustible

La pile à combustible n'est considérée que dans le système destiné à faire du stockage d'électricité. Il s'agit d'une pile SOFC (Solid Oxide Fuel Cell).

### 4.3.4. Stockage d'hydrogène

Après production par électrolyse et compression, l'hydrogène est stocké à 200 bars dans des « tube trailers » de capacité unitaire 350 kg d'hydrogène.

### 4.3.5. Prix de l'électricité

Dans l'étude, le prix de l'électricité est un prix différencié heures pleines/heures creuses. Le prix d'achat en heures de pointe (entre 7 :00 et 10 :00 et entre 18 :00 et 21 :00 les jours de semaine (HP WD)) est de 9.4 c€/kWh et le prix d'achat en heures creuses (WE et HC WD) est de 3.8 c€/kWh, la répartition des prix suivant la grille ci-dessous.

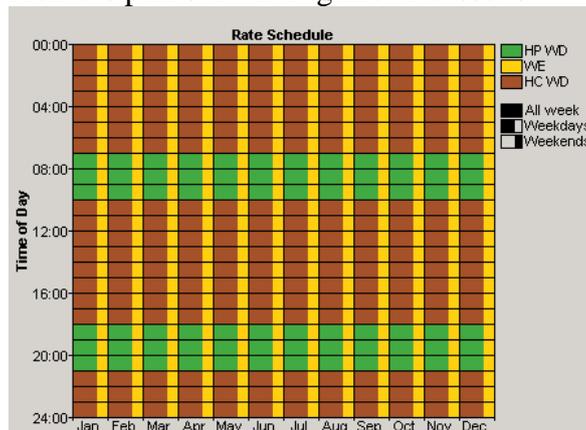


Figure 4 : Répartition sur l'année des prix heures pleines/heures creuses

### 4.3.6. Données économiques du projet

L'ensemble des prix et coûts est exprimé en euros 2008. Le taux d'actualisation considéré est de 5 %. La durée de vie du projet a été fixée à 20 ans, plus petit commun multiple des durées de vie des technologies considérées. Les données technico-économiques de chacun des éléments considérés dans les systèmes étudiés sont rassemblées dans le tableau ci-dessous.

<b>Eolienne 3 MW</b>		
<i>Hauteur du rotor</i>		100 m
<i>Durée de vie</i>		20 ans
<i>Investissement</i>		1400 €/kW
<i>Exploitation et maintenance</i>		28 €/kW

<b>Electrolyse</b>		<b>Alcaline*</b>	<b>PEM*<sup>7</sup></b>
	<b>Rendement</b>	65%	75%
	<b>Durée de vie</b>	20 ou 10 ans**	5000 h
	<b>Investissement</b>	1290 €/kW	16 250 €/kW
	<b>Exploitation et maintenance</b>	21 €/kW	488 €/kW
<b>Pile à combustible 3 MW</b>			
	<b>Durée de vie</b>		20 ans
	<b>Investissement</b>		1500 €/kW
	<b>Exploitation et maintenance</b>		0,3 €/kW
<b>Stockage H<sub>2</sub></b>			
	<b>Capacité unitaire</b>		350 kg
	<b>Durée de vie</b>		20 ans
	<b>Investissement</b>		500 €/kg
	<b>Exploitation et maintenance</b>		30 €/kg

Tableau 1 : Données technico-économiques (\* les coûts et caractéristiques tiennent compte d'un convertisseur AC/DC intégré, \*\* 20 ans pour un fonctionnement en base-10 ans pour un fonctionnement intermittent)

Taille électrolyseur kW	Débit Nm <sup>3</sup> /h	Pression de compression kW	Investissement €/kW	Fonctionnement €/kW
3 000	550	56	1520	60
9 000	1 101	169	1470	59
12 000	2 202	226	1440	58
21 000	3853	395	1360	55
24 000	4403	451	1340	53
48 000	8 806	902	1140	46

Tableau 2 : Compresseur – Données technico-économiques (fonction de la puissance de l'électrolyseur)

#### 4.4. Les principaux résultats

Les résultats sont présentés sous la forme de coûts actualisés de production d'hydrogène pour les 4 configurations de demande évoquées précédemment et pour des installations isolées ou connectées au réseau électrique.

#### Station service

Le tableau ci-dessous rassemble de façon synthétique les résultats obtenus pour le scénario de demande type « station service ».

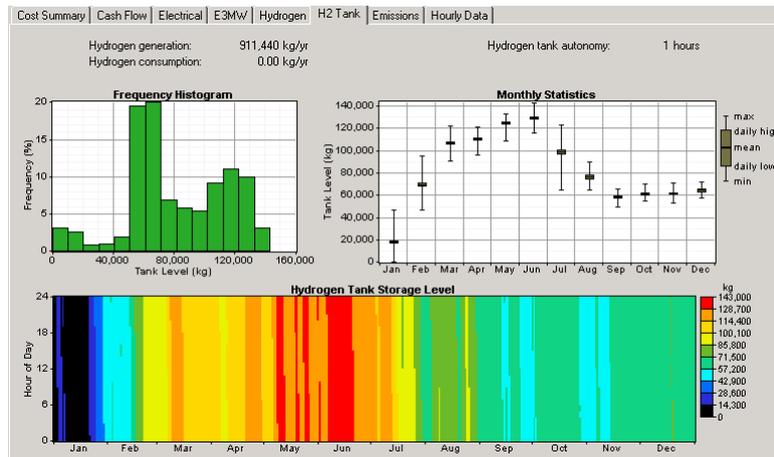
Cas	DEMANDE	Début période de simulation	Demande H <sub>2</sub> (T/an)	Parc éolien (MW)	Type d'électrolyse	Electrolyseur (MW)	Stockage (tonnes)	M d'H <sub>2</sub> produite (T/an)	Coût de production H <sub>2</sub> (€/kg)	% d'H <sub>2</sub> d'origine éolienne

<sup>7</sup> Il n'existe aujourd'hui pas d'électrolyseur de cette taille. Les coûts retenus sont extrapolés des coûts observés sur des systèmes de petite taille sans hypothèses d'effet d'échelle ou d'apprentissage. Les coûts devraient baisser à l'avenir mais à un rythme incertain s'agissant d'une technologie en développement.

1	ISOLE	Normale	Janv.	856	24	alcaline dégradée*	24	143	911	19.7€/kg		100%
2				856	24	alcaline dégradée*	24	93	862	16,8€/kg		100%
3		Ecrêtée	Janv.	720	21	alcaline dégradée*	21	129	798	20.0€/kg		100%
4				720	21	alcaline dégradée*	21	51	720	14,6€/kg		100%
5	CONNECTE AU RESEAU	Normale	Janv.	856	9	alcaline dégradée*	30,1	7	856	prix HP/HC	11,2€/kg	40%
6		Ecrêtée	Janv.	720	9	alcaline dégradée*	10,3	7	720	prix HP/HC	7,4€/kg	47%

**Tableau 3 : Station service – coût de production d’hydrogène (\*dégradée=durée de vie de 10 ans)**

Le cas 1 correspond à une situation dans laquelle la production éolienne est totalement déconnectée du réseau et l’électricité produite est intégralement dédiée à satisfaire la demande en hydrogène. Cette configuration amène à un dimensionnement du stockage de 143 tonnes d’hydrogène.

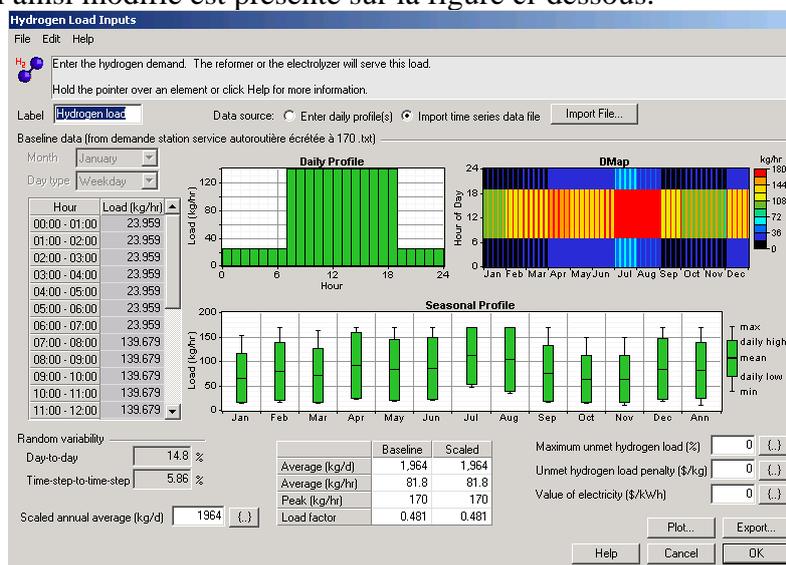


**Figure 5 : Station service - Cas 1 – Historique annuel du remplissage du stockage d’hydrogène**

Un historique du remplissage du stockage sur l’année est présenté à la figure ci-dessus. On y observe que le niveau maximum du remplissage n’est atteint que pendant une très faible période de l’année (3 % du temps à 140 tonnes et essentiellement en juin). De plus, le niveau de remplissage en fin d’année est supérieur à celui de janvier, ce qui signifie que le système produit de l’hydrogène en excédent. Cette production excédentaire est directement liée au fait que l’on procède par "pas imposé" de 3 MW de puissance éolienne. Dans cette configuration, le coût de production de l’hydrogène est de 19.7 €/kg.

Compte-tenu du poids important du stockage d’hydrogène dans le bilan économique (environ 50 % de l’investissement et 80 % du fonctionnement), plusieurs variantes ont été testées afin d’en réduire la taille. Ainsi, dans le cas 2, on a levé la contrainte d’utiliser toute la production électrique pour produire de l’hydrogène, ce qui permet de ne pas produire plus d’hydrogène que nécessaire. Dans ce cas, de l’ordre de 5 % de l’électricité produite n’est pas utilisée à produire de l’hydrogène, mais doit être dissipée. La taille optimale du réservoir est alors de 93 tonnes, soit une réduction d’un tiers de la capacité nécessaire dans le cas précédent. Dans cette configuration, le prix de l’hydrogène est de 16.8 €/kg.

On observe par ailleurs, cf la figure 2, une augmentation très importante de la consommation d'hydrogène pour les mois de juillet et août. En faisant l'hypothèse qu'il est possible, pour cette période estivale, d'obtenir de l'hydrogène produit par ailleurs, on peut réduire le besoin en hydrogène produit à partir d'énergie éolienne ainsi que le volume de stockage. Le profil de demande annuel ainsi modifié est présenté sur la figure ci-dessous.



**Figure 6 : Station service - Cas 3 et 4 - Profils quotidien et annuel d'une demande en hydrogène pour une station service**

Dans les cas 3 et 4, la demande annuelle est réduite à 720 tonnes, à comparer aux 856 tonnes des cas précédents. Le cas 3 est par ailleurs identique au cas 1 (ie toute la production électrique sert à produire de l'hydrogène), le cas 4 au cas 2 (ie seule l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène est consommée). Alors que les résultats des cas 1 et 3 sont très semblables, la situation simulée dans le cas 4 permet de réduire d'une façon substantielle la taille du stockage d'hydrogène ainsi que le coût de production de l'hydrogène, qui est alors de 14.6 €/kg.

Dans les cas numérotés 5 et 6, on a considéré des systèmes dans lesquels, pour satisfaire la demande en hydrogène, l'électricité nécessaire est fournie par une production éolienne et complétée par le réseau électrique. Il s'agit, bien évidemment de cas théoriques, mais qui ont pour intérêt de permettre de diminuer la taille du stockage d'hydrogène (choisie égale à trois jours de la consommation quotidienne moyenne, par analogie avec un stockage de carburant en station service). Le dimensionnement de l'électrolyseur est fait de telle façon que le système puisse satisfaire la plus forte demande horaire en hydrogène. De la comparaison des cas 2 et 5, ou 4 et 6, on peut déduire que l'effet d'une connexion au réseau électrique permet de réduire de façon importante le coût de production d'hydrogène. La réduction observée est ainsi de 5.6 €/kg entre les cas 2 et 5 (et même de 8.5 €/kg si l'on compare les cas 1 et 5), et de 7.2 €/kg entre les cas 4 et 6 (et même de 12.6 €/kg si l'on compare les cas 3 et 6). La figure ci-dessous présente le coût de production d'hydrogène obtenu pour chacune des configurations étudiées.

On observera toutefois que dans le cas d'une installation isolée, l'hydrogène est produit en totalité par de l'électricité renouvelable (éolien) alors que dans le cas d'un raccordement au réseau, moins de 50% de la production d'hydrogène est d'origine éolienne.

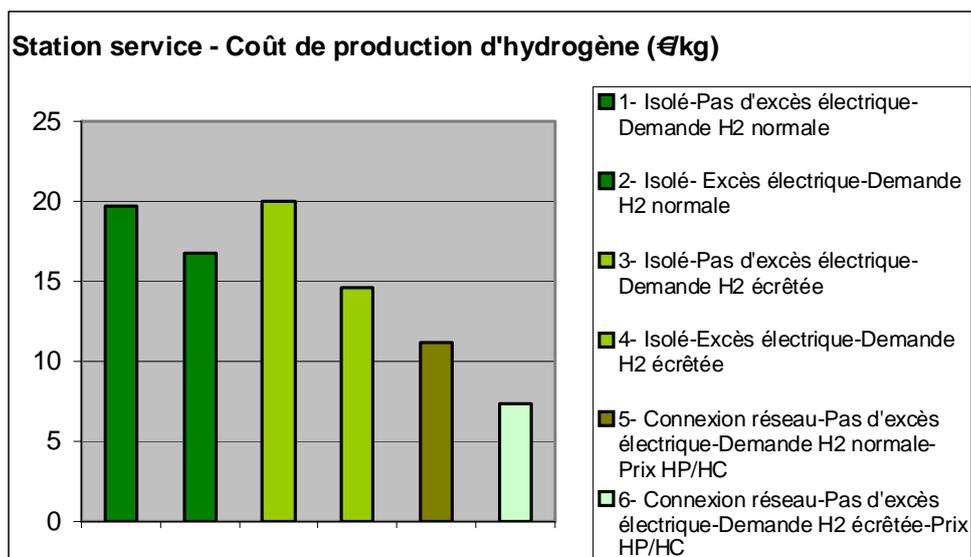


Figure 7 : Station service – Coût de production d’hydrogène (€/kg)

## Hythane®

Le tableau ci-dessous rassemble de façon synthétique les résultats obtenus pour le scénario de demande type « Hythane® ».

	Demande H2	Parc éolien (MW)	Type d'électrolyse	Electrolyseur (MW)	Stockage (kg)	Exces électrique (MWh/an)	Coût de production H2(€/kg)		% d'H2 d'origine éolienne
<b>ISOLE</b>	12,5kg/h, 109,5 tonnes/an - 100 bus	3	alcaline dégradée*	3	15 000	196	18,6€/kg		100%
<b>CONNECTE AU RESEAU</b>	49,4kg/h, 432,7 tonnes/an - 396 bus	3	alcaline standard**	3	50	0	prix HP/HC	3,8€/kg	26%

Tableau 4 : Hythane® – Coût de production d’hydrogène (\*dégradée=durée de vie de 10 ans, \*\*standard=durée de vie de 20 ans)

Le scénario permet de simuler la production d’hydrogène destinée à alimenter une flotte captive de bus consommant de l’Hythane®. L’hypothèse est que la flotte est en activité 24h/24 et que, par conséquent, la demande horaire en hydrogène est constante. Elle est de 12.5 kg/h pour une flotte de 100 bus.

Deux situations ont été testées :

- L'éolienne de 3 MW non connectée au réseau sert à satisfaire la demande en hydrogène. Comme dans le scénario précédent, on a levé la contrainte d'utiliser toute la production électrique pour produire de l'hydrogène, ce qui permet de ne pas produire plus d'hydrogène que nécessaire. L'électricité en excès ne représente que 3 % (196 MWh/an) de la production totale. L'électrolyseur suit le fonctionnement intermittent de l'éolienne.

- L'électrolyseur de 3 MW est alimenté en continu par l'électricité produite par l'éolienne (puissance unitaire 3 MW) et complétée par le réseau électrique. La production d'hydrogène est alors supérieure à la demande initiale que nous choisissons de porter à 49.4 kg /h ce qui correspond à une flotte de 400 bus. Le réseau électrique permettant de sécuriser la production d'hydrogène, la taille du stockage est réduite à son minimum, soit une heure de production et 50 kg.

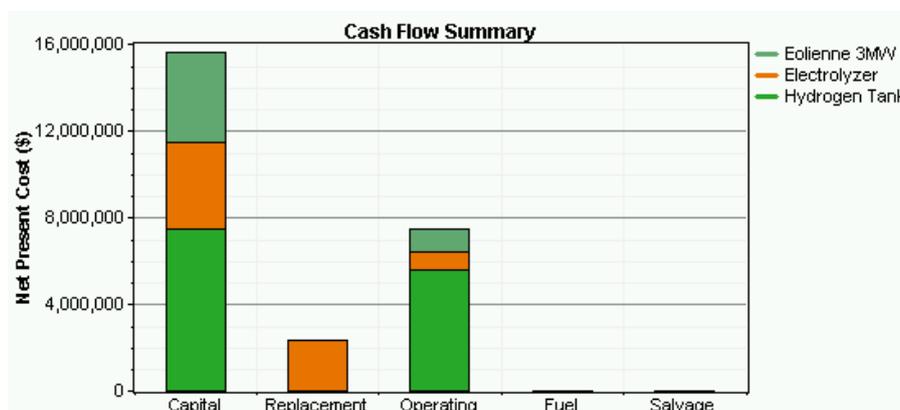


Figure 8 : Hythane® « isolé » – Part des éléments du système dans le bilan économique

Les coûts de stockage de l'hydrogène restent ici déterminants, comme le montre la figure ci-dessus.

L'ajout d'électricité provenant du réseau électrique permet de réduire significativement le coût de production de l'hydrogène. Cet effet est obtenu grâce au dimensionnement minimal du stockage d'hydrogène, rendu possible par la similitude des profils horaires de production et consommation d'hydrogène qui sont constants tout au long de l'année.

## Biocarburant 2G

Le tableau ci-dessous rassemble de façon synthétique les résultats obtenus pour le scénario de demande type « BtL 2G ». Le point commun à toutes les configurations étudiées dans ce scénario de demande est l'absence de stockage d'hydrogène, rendue possible par le fait que la production d'hydrogène des systèmes ne représente qu'une petite proportion de l'hydrogène nécessaire (de 1 à 7% selon les cas) et peut donc s'intégrer directement dans le procédé (fluctuations encaissées par ce dernier).

Cas		Demande H2	Parc Eolien	Type d'électrolyse	Electrolyseur (MW)	Coût de production H2(€/kg)	Apport d'hydrogène ext. à une station BtL de 2000 barils/j	% d'H2 d'origine éolienne
1	ISOLE	au fil du vent, 456 T/an	12MW	alcaline dégradée*	12	8,6€/kg	2%	100%
2		au fil du vent, 526 T/an		PEM	12	404€/kg	2%	100%

3		au fil du vent, 1 823 T/an	48 MW	alcaline dégradée*	48	8,6€/kg		7%	100 %
4	CONNECTE AU RESEAU (ACHAT)	198kg/h, 1 732 T/an	12 MW	alcaline standard**	12	prix HP/HC	3,8€/kg	7%	26%
5	CONNECTE AU RESEAU (ACHAT/VENTE)	52,1 kg/h, 456 T/an	12 MW	alcaline standard**	3,2	prix HP/HC	4,5€/kg	2%	45%
6	CONNECTE AU RESEAU (VENTE EN HEURES PLEINES)	Au fil du vent en heures creuses, nulle en heures pleines, 177 T/an	12 MW	alcaline dégradée*	12	prix HP/HC	12€/kg	<1%	100 %

**Tableau 5 : Biocarburant de seconde génération – Coût de production d'hydrogène (\*dégradée=durée de vie de 10 ans, \*\*standard= durée de vie de 20 ans)**

Dans les trois premiers cas, l'éolienne est isolée du réseau électrique et l'hydrogène produit « au fil du vent », avec un coût de production de 8.6 €/kg pour les systèmes utilisant de l'électrolyse alcaline. Les cas 1 et 3 (tableau 4 ci-dessous) ne diffèrent que par la taille du système étudié (12 et 48 MW pour le parc éolien, ce qui correspond à des tailles de projets éoliens observées actuellement). Dans la mesure où, dans les deux cas, tout l'hydrogène produit est valorisé dans le procédé de Biocarburant 2G, il est normal que le coût de production de l'hydrogène soit le même, les deux systèmes ne différant que par le % d'hydrogène apporté au système (2 et 7 %). Dans le cas 2, l'électrolyse alcaline a été remplacée par une électrolyse protonique, avec les performances actuelles de la technologie. Le coût de production d'hydrogène est ici rédhibitoire, mais ne peut être utilisé pour conclure sur l'opportunité de cette technique d'électrolyse. Il faut plutôt y voir le fait que l'électrolyse protonique est une technique en développement dont les performances actuelles ne sont pas représentatives de ce qu'elles seront à terme. Le résultat indique donc juste le chemin qui reste à parcourir pour que la technique soit applicable économiquement à ce type de projet.

Les trois cas suivants (cas 4, 5 et 6) ont en commun de considérer un lien avec le réseau électrique, mais diffèrent par la nature de ce lien :

- Le lien avec le réseau sert à compléter la production éolienne et permettre le fonctionnement en base de l'électrolyseur (**cas 4**).
- L'électrolyseur est dimensionné pour assurer la même production annuelle (456t/an) que celle obtenue dans le cas 1, mais avec un profil de production en base de 52.1 kg/h. L'électrolyseur de 12 MW du cas 1 est remplacé par un électrolyseur de 3.2 MW. Lorsque la production éolienne dépasse le besoin d'alimentation de l'électrolyseur, l'électricité en excès est revendue. A l'inverse, lorsque la production éolienne est insuffisante, l'électricité complémentaire est achetée sur le réseau (**cas 5**).
- La production éolienne est valorisée sur le réseau électrique pendant les heures pleines, la production d'hydrogène ne se faisant que pendant les heures creuses (**cas 6**).

Les coûts de production d'hydrogène sont ici compris entre 3.8 et 12 €/kg.

## Stockage d'électricité

Le tableau ci-dessous rassemble de façon synthétique les résultats obtenus pour le scénario de demande type « Stockage d'électricité ».

	Demande H2	Parc éolien MW	Type d'électrolyse	Electrolyseur (MW)	Pile à combustible (MW)	Stockage (kg)	Coût total actualisé (M€)	Bénéfice de la vente d'électricité réseau (M€)		VAN (M€)*
Sans stockage d'H2	0	3		0	0	0	5,2	tarif de rachat	7,1	1,8
								prix HP/HC	4,4	-0,8
Avec stockage d'H2	nulle en HC, 456 tonnes/an	3	alcaline « dégradée »**	3	3	495	15,2	prix HP/HC	4,0	-11,2

**Tableau 6 : Stockage d'électricité (\*VAN=Valeur Actuelle Nette=Total des bénéfices actualisés-Total des coûts actualisés,\*\*dégradée=durée de vie de 10 ans)**

Dans cette partie, on a comparé trois configurations :

- la production éolienne est revendue sur le réseau électrique au prix d'achat garanti (82 €/MWh) sans production d'hydrogène,
- la production éolienne est revendue sur le réseau électrique selon la grille de prix HP/HC sans production d'hydrogène,
- la production éolienne en heures creuses est stockée sous forme d'hydrogène et restituée sur le réseau via une pile à combustible en heures de pointe ; la production éolienne en HP est également valorisée sur le réseau électrique.

Ce dernier mode de fonctionnement permet de transformer la production éolienne intermittente en un moyen de production d'électricité de pointe. Les résultats ne sont pas présentés sous la forme d'un coût de production d'hydrogène, très élevé dans tous les cas. Le calcul de la Valeur Actuelle Nette (VAN) montre qu'avec les hypothèses retenues, le seul scénario présentant une VAN positive est celui valorisant au tarif de rachat toute l'électricité éolienne produite.

## 5. Analyse des résultats

Dans le cas de la station service alimentée par une éolienne isolée, sans complément possible de la part du réseau, les coûts élevés de stockage conduisent à des coûts de production de l'hydrogène entre 15 et 20 €/kg. Ces coûts sont logiquement beaucoup plus élevés que ceux obtenus avec une installation raccordée au réseau (entre 8 et 11 €/kg) qui n'impose pas les mêmes contraintes de stockage d'hydrogène. On observera toutefois que dans le cas d'une installation isolée, l'hydrogène est produit en totalité par de l'électricité renouvelable (éolien) alors que dans le cas d'un raccordement au réseau, moins de 50% de la production d'hydrogène est d'origine éolienne. Selon Linemann et al. (2006) qui obtiennent des coûts du même ordre pour une station raccordée au réseau (12€/kg), des coûts de cet ordre conduiraient à des coûts d'usage trois fois supérieurs à ceux d'un véhicule diesel<sup>8</sup>.

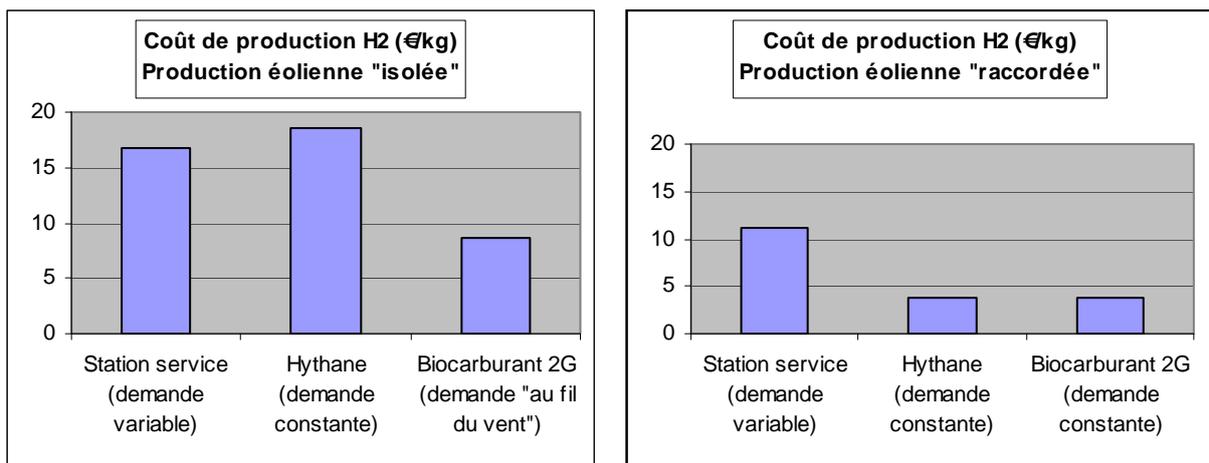
Le profil de demande retenu pour la station service correspond à un profil réel observé dans le cas d'une station autoroutière qui fait apparaître une forte pointe annuelle correspondant à la

<sup>8</sup> Cette comparaison ne tient pas compte du coût d'acquisition du véhicule (PAC ou diesel) ni des externalités environnementales.

période des départs en vacances de juillet / août. Pour limiter cet effet de pointe, un autre profil de demande, dite « écrêtée » a été étudié qui plafonne la demande au niveau maximum d'une journée moyenne (soit une réduction de 14% par rapport au profil « normal »). En cas de raccordement au réseau, les coûts de production sont fortement réduits par l'écrêtement de la demande. L'électrolyseur étant dimensionné pour la pointe de demande, son taux d'utilisation progresse en effet nettement et les coûts diminuent lorsque la demande est écrêtée. En situation isolée, l'écrêtage de la demande conduit également à une réduction des coûts (14.6 €/kg) sauf dans le cas où aucun excédent de production éolienne n'est autorisée auquel cas le surdimensionnement du stockage absorbe les gains liés à l'écrêtage de la demande (20.0 €/kg).

En situation isolée, les coûts de production d'hydrogène pour l'alimentation d'une flotte de bus en Hythane® ne sont pas significativement différents de ceux obtenus pour une station service, malgré le fait que le profil de demande soit moins contrasté que dans le cas de la station service. En revanche on obtient, dans le cas d'une station raccordée au réseau électrique, des coûts de production (3.8 €/kg) qui se rapprochent des cas favorables évoqués dans la littérature. Toutefois, comme dans le cas étudié par Grenier et al., seule une partie (26%) de l'hydrogène produit est alors d'origine renouvelable.

Le profil de demande correspondant à une station de Biocarburant 2G est le cas le plus favorable à la production éolienne intermittente puisque l'on considère que l'hydrogène est produit au fil du vent sans qu'il soit nécessaire de passer par un stockage hydrogène. On obtient dans cette configuration le coût de production le plus faible pour de l'hydrogène produit exclusivement à partir d'électricité éolienne, soit 9 €/kg. Dans les configurations de raccordement au réseau, le coût de production diminue de moitié (3.8 €/kg) en raison du moindre coût de l'électricité de réseau et de la possibilité offerte par ce dernier de stabiliser le fonctionnement de l'électrolyseur à pleine puissance. Toutefois, comme indiqué ci-dessus, le recours à l'électricité de réseau en complément de la production éolienne garantit alors une production d'hydrogène renouvelable à hauteur de 26%.



**Figure 9 : Effet de la forme de la demande sur le coût de production d'hydrogène à partir d'électricité éolienne**

Le dernier cas étudié n'a pas pour objectif de produire de l'hydrogène mais uniquement de fournir un stockage temporaire pour permettre de réinjecter l'électricité éolienne dans le

réseau dans des conditions économiques plus favorables. Les résultats obtenus confirment que dans les conditions économiques actuelles, les prix de marché de l'électricité ne sont pas suffisants pour équilibrer les coûts de production de l'éolien ; en revanche, l'introduction d'un dispositif de prix garantis permet bien d'obtenir une VAN positive.

L'introduction d'un stockage hydrogène peut présenter un intérêt lorsque la production éolienne est achetée aux conditions du marché et non plus avec un prix garanti. Une représentation simplifiée qui distingue des prix heures pleines et heures creuses est retenue pour voir s'il est intéressant, d'un point de vue économique, de stocker l'électricité en heures creuses pour la valoriser en heures pleines au prix le plus élevé. Aucune des configurations examinées ne permet toutefois d'atteindre une VAN positive. Les écarts de tarifs entre heures creuses et heures pleines ne sont en effet pas suffisants pour compenser les pertes de rendement (production d'H<sub>2</sub> et PAC). Même en l'absence de pertes, ces écarts sont trop faibles pour équilibrer les coûts d'investissement très élevés que nécessite le stockage H<sub>2</sub>.

## 6. Conclusion

De façon générale, ce travail a permis de montrer que les coûts de production de l'hydrogène à partir d'électricité éolienne varient dans des proportions importantes selon les configurations retenues. Il ne s'agit pas seulement d'illustrer la variabilité des résultats en fonction des hypothèses sur les coûts et les performances des composants du système (éoliennes, électrolyseurs, stockage hydrogène, etc.), ce qui relève de l'évidence, mais de montrer que les écarts de coûts peuvent être importants en fonction des profils de demande considérés.

Ainsi, les coûts les plus favorables ont été obtenus pour les systèmes BTL 2G (ou Hythane®) dans lesquels la production d'hydrogène s'effectue plus ou moins en continu au fil du vent sans nécessiter un tampon entre production et utilisation de l'hydrogène. A l'inverse, dans le cas classique de l'alimentation d'une station service, la variabilité de la demande vient s'ajouter à celle de la ressource et impose le recours à un stockage d'hydrogène très coûteux.

Ce cas n'a pas été examiné ici, mais on observera que les développements technologiques sur le stockage de l'hydrogène constituent une variable clé. Compte tenu de l'influence du volume de stockage sur le coût de production d'hydrogène, les perspectives de réduction des coûts avec le développement de stockage souterrains de grande taille à proximité des parcs éoliens ou de plus petite taille à proximité des stations services pourraient conduire à une baisse significative du coût de l'hydrogène distribué.

Le raccordement au réseau électrique, qui permet également de limiter les coûts de stockage en assurant le complément de la production éolienne intermittente, influe considérablement sur le coût de production de l'hydrogène. La continuité de la fourniture autorise une réduction des volumes de stockage (sans toutefois le supprimer totalement lorsque le profil de demande est irrégulier) et une maximisation du taux d'utilisation des électrolyseurs. Les coûts de production sont alors relativement bas mais l'hydrogène n'est pas à 100% renouvelable. Et surtout, cette situation reste un cas d'école car il n'existe pas aujourd'hui de contrats d'approvisionnement électrique qui permette au producteur d'hydrogène d'acheter ponctuellement de l'électricité à bas coûts pour pallier aux aléas de la production éolienne.

Enfin, avec les hypothèses utilisées ici, le stockage d'électricité par voie hydrogène ne constitue pas un moyen économique de pallier aux aléas de la production intermittente. Les coûts de la chaîne de production et de stockage d'hydrogène puis de production d'électricité sont encore beaucoup trop élevés pour justifier un investissement de cet ordre. Et d'autres

solutions techniques sont aujourd'hui disponibles ou envisagées pour faciliter l'insertion de la production intermittente sans qu'il soit nécessaire de recourir à cette option (dispositifs de pompage turbinage, utilisation du parc de véhicules électriques comme moyen de stockage, pilotage de la demande à distance, etc). La production d'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité d'origine éolienne ne présente donc pas dans les conditions économiques actuelles d'intérêt majeur. En revanche l'utilisation de l'électricité éolienne peut constituer dans certaines conditions une option prometteuse pour la production d'hydrogène carburant au sens large (H2, mais aussi BtL avec apport de H2, et Hythane)

## Remerciements

Cette étude a été réalisée dans le cadre du projet HyFrance3, qui a pour mission d'évaluer le « développement des marchés de l'hydrogène industriel et le coût de l'hydrogène distribué aux véhicules en région ». Les auteurs tiennent à remercier l'ADEME qui assure le co-financement du projet, ainsi que l'ensemble des partenaires (Air Liquide, Total, EDF R&D, GDF Suez, CNRS-LEPIL, IFP, AFH2, ALPHEA, ADEME, CEA).

## Bibliographie

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2004, HOMER : The Micropower Optimization Model, NREL/FS-710-35406, March 2004.

Le Duigou A. et alii, 2010, , "Aims and First Assessments of the French Hydrogen Pathways Project HyFrance3 " ; World Hydrogen Energy Congress ; WHEC 2010 ; May 16<sup>th</sup> to 20<sup>th</sup>, Essen (Germany)

J.-M. Agator et al, 2006, " Towards a French Hydrogen Energy Roadmap: the HyFrance Project", World Hydrogen Energy Congress ; WHEC 2006 ; June 13<sup>th</sup> to 16<sup>th</sup>, Lyon (France)

International Energy Agency (IEA), 2005, Prospects for hydrogen and fuel cells, Energy Technology Analysis Report.

European Commission (EC), 2006, World Energy Technology Outlook 2050: WETO-H2, Hyways, 2006, The European Hydrogen Energy Roadmap, HyWays project final report.

Protech-H2, 2009, Synthèse du projet Protech-H2, Enerdata, Rapport de projet à l'ANR.

Linnemann J. and Steinberger-Wilckens R., 2007, „Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production », International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1492 – 1499.

Jørgensen C., Ropenus S., 2008, "Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration", International Journal of H2 energy vol 33( 2008).

Bartholomy O., 2005, "Renewable hydrogen from wind in California", Proceedings, National Hydrogen Association, March 2005.

Levene J., Kroposki B., and Sverdrup G., 2006, Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity — Opportunities for Renewable Hydrogen, 18 pp.; NREL Report No. CP-560-39534.

Greiner C.J., Korpås M., Holen A. T., 2007, “A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power” ; International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1500 – 1507.

Aguado M., Ayerbe E., Azcarate C., 2009, “Economical assessment of a wind–hydrogen energy system using WindHyGen® software“, International Journal of Hydrogen Energy, vol 34 (2009) 2845 – 2854