

Les perspectives de développement de la production et des usages de l'hydrogène décarboné en France

Hydrogène/ Electricité

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

L'hydrogène décarboné produit à partir d'électricité (électrolyse) est souvent présenté dans le débat public comme une solution d'avenir. Il permettrait à la fois de remplacer l'hydrogène d'origine fossile, aujourd'hui massivement utilisé par certaines industries (sidérurgie, chimie et engrais notamment) et de stocker de l'électricité intermittente par restitution au moyen de piles à combustible. Afin de développer cette filière, le Gouvernement a donc lancé un « plan hydrogène » de 7Mds€.

Le développement d'une filière compétitive de l'hydrogène décarboné est pourtant un pari risqué car cette énergie est difficilement stockable et transportable. De plus, la conversion de l'électricité en hydrogène, puis de l'hydrogène en électricité, pâtit d'importantes déperditions d'énergies. La production mondiale totale d'hydrogène décarboné est de ce fait très faible et ne représente qu'une part infime de la production mondiale d'hydrogène.

Dans ce contexte, à quelles conditions la France pourrait-elle réussir à faire émerger une filière compétitive d'hydrogène décarboné produit à partir d'électricité ?

Notre étude montre que le développement d'une filière compétitive d'hydrogène décarboné est indissociable d'une relance très ambitieuse du nucléaire et de l'hydraulique. Sur le plan technique et économique, les électrolyseurs doivent être fournis de manière continue en électricité pour que leurs charges fixes d'installations et de gestion soient amortis alors que le recours à de l'électricité intermittente susciterait des surcoûts de production, de stockage et de transport d'énergie: cela suppose de recourir à de l'électricité pilotable et décarbonée (nucléaire ou hydraulique) plutôt qu'à de l'électricité intermittente (éolien ou solaire). Par comparaison, un électrolyseur servi uniquement par de l'éolien terrestre verrait ainsi le coût de production de son hydrogène s'élever à 5,4€/kg contre 3,9€/kg par du nucléaire de nouvelle génération (EPR 2).

Afin de maximiser les chances de succès de son plan hydrogène, le Gouvernement doit donc s'assurer au niveau européen que la production électrique nucléaire bénéficie des mêmes avantages juridiques et financiers que les autres énergies décarbonées et être au niveau national le garant d'une relance ambitieuse et durable de la filière nucléaire civile transcrite dans la prochaine loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

INTRODUCTION

L'hydrogène a été présenté ces dernières années comme un carburant susceptible de révolutionner le paysage énergétique au prétexte qu'il serait une énergie majeure de substitution du fossile tout en décarbonant l'économie. Dit propre, stockable, transportable et miscible avec d'autres gaz, son développement est activement soutenu par les pouvoirs publics. Le Céréme propose d'analyser le fondement de ces affirmations et le potentiel réel d'utilisation de l'hydrogène en France.

I- Les usages

1-1. Principaux usages actuels

L'hydrogène est utilisé en France dans divers processus industriels, principalement dans :

L'agriculture pour la production d'engrais (ammoniac) (250kt d'H₂).

La chimie, notamment pour la production de méthanol et comme réactif dans le raffinage des produits pétroliers et carburants (700kt d'H₂).

La sidérurgie pour la production de chaleur et l'oxydo-réduction de l'acier (50kt d'H₂).

Cet hydrogène est produit par du reformage consistant à produire de l'hydrogène à partir du méthane contenu dans le gaz naturel, méthode émettrice de gaz carbonique (CO₂). Décarboner son utilisation impose donc un changement de mode de production.

1-2. Usages futurs

L'hydrogène « décarboné » sera prioritairement utilisé pour diminuer les émissions de carbone des usages industriels précités. Une production accrue devrait aussi permettre des applications de décarbonation dans le secteur des transports par recours aux piles à combustibles. Les premières expériences d'application concernent le secteur ferroviaire et laissent espérer une extension à l'ensemble du transport routier, notamment lourd. La troisième piste concerne le

stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène appelé "power-to-gas-to-power". Ce procédé consiste à convertir l'électricité en hydrogène par électrolyse, puis à produire de l'électricité avec l'hydrogène par des piles à combustible. Il s'agit d'une technique dont le succès est encore incertain en raison des pertes d'énergie dans le processus et des besoins en matières premières. L'hydrogène peut enfin être combiné à la production de biogaz et de biocarburants pour substituer le gaz naturel.

II- Production actuelle de l'hydrogène

En 2021, la production mondiale d'hydrogène s'élevait à 94 millions de tonnes (Mt H₂), dont 99 % est d'origine fossile :

80% provenant du reformage du gaz naturel (62%), ou du naphta (18%) un sous-produit du raffinage du pétrole, lui-même utilisé à d'autres procédés de raffinage (ex : hydrocraquage, désulfuration)

19% de la gazéification du charbon (principalement en Chine)

Les sources à « faible émission » représentent moins de 1 % du total, le terme « faible émission » couvrant principalement des productions carbonées associées à des puits de carbone. La seule vraie production décarbonée, l'électrolyse à partir d'électricité elle-même décarbonée, est une production encore totalement négligeable (0,0004% du total) dont la faiblesse illustre le décalage entre la réalité et le discours médiatique. La production française d'hydrogène couvre 90% de la consommation et est issue du seul reformage.

2-1. Réformage à la vapeur

Le vaporeformage (ou reformage à la vapeur) consiste à décomposer la molécule de gaz naturel (méthane CH₄), en hydrogène (H₂) et en CO₂ à l'aide de vapeur d'eau. C'est la technique de production de l'hydrogène la plus répandue, la mieux maîtrisée, la moins onéreuse, mais très émettrice de gaz à effet de serre. Les techniques de capture et de stockage de carbone pourraient compenser ses émissions à l'avenir à des conditions d'exploitation qui évoluent en fonction de la hausse du prix de carbone.

2-2. Gazéification

La gazéification (transformation du charbon ou biomasse en gaz de synthèse) consiste à chauffer la matière première dans un environnement contrôlé avec de la vapeur d'eau ou de l'oxygène pour la décomposer en ses gaz constitutifs, notamment hydrogène et monoxyde de carbone. Cette technique largement utilisée est peu onéreuse mais émet davantage de CO₂ que le reformage.

2-3. Electrolyse

L'électrolyse consiste à décomposer la molécule d'eau (H₂O) en hydrogène (H₂) et en oxygène (O₂) par l'action d'un courant électrique. Il existe aujourd'hui trois principaux types de technologies d'électrolyse, chacune ayant des caractéristiques opérationnelles, des rendements, des coûts et un niveau de maturité différents :

- L'électrolyseur alcalin (AEC) est une machine simple et robuste largement déployée avec une efficacité énergétique moyenne de 47 kWh/kg H₂. Ce type d'électrolyseur offre une

moyenne flexibilité d'exploitation en raison de temps longs de montée en puissance (10 min).

- L'électrolyseur à membrane d'échange de protons (PEM) est une technologie en plein essor, qui permet de produire de l'hydrogène d'une grande pureté (>99,9 %) avec une efficacité énergétique de 56 kWh/kg H₂. Ce type d'électrolyseur se distingue par sa remarquable flexibilité opérationnelle, grâce à sa capacité à démarrer rapidement (1 min), à réagir efficacement aux arrêts (plusieurs secondes) et à atteindre sa pleine puissance en un temps très court (1 sec).
- L'électrolyseur à cellule d'oxyde solide (SOEC), dite céramique, fonctionne à des températures élevées (700-1000 °C) et atteint des rendements de 40 kWh/kg H₂. Ce type d'électrolyseur présente le meilleur rendement énergétique.

Seule la deuxième technologie serait techniquement compatible avec un approvisionnement électrique intermittent mais au prix d'un surdimensionnement des installations à cause de variations de puissance. La dernière, en raison de l'inertie thermique de la céramique, exclut toute tolérance à l'intermittence et impose l'organisation d'un approvisionnement électrique constant.

2-4. Hydrogène naturel

Des études géologiques récentes ont permis de découvrir des ressources naturelles d'hydrogène stockées sous terre. Les premières estimations du gisement en France s'élèvent à environ 40 millions de tonnes correspondant à environ 20-25% de la demande française pendant 10 ans.

III- Taxonomie et politique « hydrogène »

La taxonomie, règlement de l'Union Européenne, établit une classification des activités économiques en fonction de leur effet sur l'environnement. Elle fixe des critères permettant d'accéder à des financements publics bonifiés et facilite l'obtention de financements bancaires par l'octroi du label « renouvelable ». Ceci conditionne la mise en place des filières de production d'hydrogène décarboné.

3-1. Taxonomie européenne

La taxonomie octroie le qualificatif « renouvelable » au seul hydrogène produit avec de l'électricité elle-même qualifiée de renouvelable (hydraulique, éolien ou solaire). Cette disposition exclut l'électricité nucléaire dont l'efficacité en termes de décarbonation et de production est pourtant supérieure. Toutefois, si l'intensité moyenne des émissions du réseau électrique est inférieure à 5gCO₂/kWh, l'origine de l'électricité est en principe exemptée de l'application de critères dits « d'additionnalité » ce qui permettrait l'injection d'électricité nucléaire sous le vocable « renouvelable ».

3-2. Garanties d'origine

Les producteurs d'énergie renouvelable peuvent vendre par contrat des garanties d'origine relatives à leur production. Le réseau ne distinguant pas l'électricité en fonction de son origine, l'électricité du contrat est consommée par l'acheteur d'une garantie d'origine à un instant et sur une zone géographique différente de celle produite par le vendeur et

n'est donc pas nécessairement d'origine renouvelable. Ces contrats permettent de commercialiser de l'hydrogène prétendu « renouvelable » avec de l'électricité d'origine fossile. Ces réglementations européennes n'optimisent donc pas les chances de réussite des filières d'hydrogène décarboné, raison pour laquelle le Céréme plaide pour le remplacement du mot « renouvelable » par celui de « décarboné ».

IV- Le plan hydrogène français

4-1. Objectifs du plan

Le plan gouvernemental de septembre 2020 prévoit d'allouer 7 Mds € de subventions à l'installation d'une capacité de 6,5 GW de production d'hydrogène renouvelable. L'objectif est la production de 600kt d'hydrogène, réduisant les émissions de CO₂ de 6 Mt par an d'ici 2030. Ceci représente 60% de la demande actuelle, en réalité sans perspective d'amélioration de ce ratio dans les 10 ans à venir et suppose le maintien d'une consommation importante d'énergie fossile.

Ces subventions se concentreront à hauteur de :

- 60 % pour la désulfuration des carburants pétroliers,
- 25 % pour la synthèse d'ammoniac (engrais),
- 10 % pour l'industrie chimique.

4-2. Mise en cohérence des objectifs

Cet objectif de production implique une consommation d'électricité intermédiaire de 33 TWh et un facteur de charge des électrolyseurs d'au moins 80%. Le potentiel hydraulique étant prioritairement réservé au service de la pointe électrique, et les énergies intermittentes ne produisant qu'en moyenne 23 % de la capacité nominale (éolien terrestre) ou 14 % (panneaux photovoltaïques), ce facteur de charge ne peut être atteint que par un recours massif au nucléaire au facteur de charge potentiel de 90 % fournissant une électricité constante.

V- Coût de production de l'hydrogène

Un aperçu des coûts de production de l'hydrogène est essentiel pour évaluer l'avenir de la filière.

5-1. Coût par reformage

En 2021, le coût de production de l'hydrogène par reformage dans le monde était de l'ordre de 1 à 2,5€/kg (2,5 €/kg en France) et de 1,5 à 3,5 €/kg dans le cas marginal avec captage de CO₂. Le gaz naturel représente 40 à 70 % de ce coût. Ceci expose le reformage aux forts aléas de la variation des prix du gaz sur les marchés.

5-2. Coût par électrolyse

Le coût de l'hydrogène par électrolyse comprend trois quarts d'achat d'électricité et un quart de charges fixes d'exploitation et de structure. Seul un approvisionnement électrique correspondant à la puissance nominale de l'électrolyseur permettrait d'amortir les charges fixes. Ceci exclut le recours en base aux énergies intermittentes en raison de l'insuffisance et du rythme incertain de leur production. A titre indicatif,

un électrolyseur servi exclusivement par les sources d'électricité suivantes aurait pour effet le prix de vente de l'hydrogène ci-après :

- nucléaire existant (facteur de charge de 90 %) et au prix Arenh de 42 € le MWh : 2,3 €/kg
- éolien marin à 94 €/MWh (facteur de charge de 40 %) : 5,5 €/kg
- éolien terrestre à 78 €/MWh (facteur de charge de 25 %) : 5,4 €/kg
- photovoltaïque au sol à 74 €/MWh (facteur de charge de 14 %) : 6,5€ / kg

5-3. Conséquence économique des émissions de CO₂

Le mix énergétique des réseaux électriques reflète pour chaque pays l'intensité des émissions de CO₂ à la production et en conséquence les émissions de la production d'hydrogène par électrolyse. Le reformage émettant 10kg de CO₂ par kg d'H₂, et un électrolyseur produisant 1kg d'H₂ pour 55kWh, l'électrolyse ne devient avantageuse en termes d'émissions que si le mix électrique du pays émet moins de 180 g de CO₂ par kWh. La France, qui n'a émis que 52 g de CO₂ par kWh en 2021 (Allemagne 453 gCO₂/kWh, Pologne 907 gCO₂/kWh), consoliderait sa position en intensifiant sa production nucléaire.

De plus, le reformage subirait un surcoût de respectivement 3,5 €/kg avec un prix de carbone de 150€/tCO₂, et de 4,5 €/kg avec un prix de 250€/tCO₂.

VI- Infrastructure complémentaire

6-1. Transport

En comparaison du gaz naturel, l'hydrogène transporte une faible densité énergétique : aux mêmes pression et température, l'énergie d'un mètre cube d'hydrogène est trois fois inférieure à celle du gaz. De plus la liquéfaction se réalise à -253°C contre -162°C pour le gaz naturel. Ceci implique la mise en place d'infrastructures complexes de transport y compris de stockage intermédiaire. Trois solutions sont envisageables :

1. **Transport par citerne** : Il est possible pour l'approvisionnement de consommateurs à faible demande (citerne à haute pression en acier en matériaux composites plus légers) ou à demande plus élevée (remorques cryogéniques thermo-isolées contenant de l'hydrogène liquide).
2. **Transport par gazoduc** : Le transport de l'hydrogène par gazoduc est réservé aux grands utilisateurs (raffineries de pétrole et usines chimiques) avec trois techniques possibles : par nouveaux gazoducs dédiés (coût de 4 M€/ km au diamètre de 48 pouces et 2,8 M€/ km au diamètre de 36 pouces). Par reconversion de gazoducs de gaz naturel. Moins onéreuse que la construction de nouveaux gazoducs, la reconversion est difficile du fait de la production décentralisée de l'hydrogène et de la nécessité de renforcer les infrastructures : compresseurs, turbines et étanchéité. Le coût est de 1,3 M€/km au diamètre de 48 pouces et 0,6 M€/km à 36 pouces, l'écart s'expliquant par celui du débit volumétrique. Par injection dans les gazoducs existants jusqu'à 10 % d'hydrogène (seuil maximal d'injection) mais cet

hydrogène ne peut être dissocié du gaz une fois arrivé à destination. L'injection est donc exclue pour des applications industrielles exigeant un hydrogène pur.

3. **Transport maritime** : Le programme australien-japonais « Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) », investissement d'environ 3 Mds USD, est le premier démonstrateur au monde de navire de transport d'hydrogène liquéfié. Les premières expéditions vers le Japon ont eu lieu en février 2022. La viabilité de cette solution, qui permettrait le transport de l'hydrogène sur longue distance, devra être validée par la confirmation de sa rentabilité.

6-2. Stockage à grande échelle

L'hydrogène étant particulièrement réactif avec l'oxygène, son stockage nécessite d'importantes mesures de sécurité. Sur les trois méthodes suivantes de stockage de moyen et longs termes, seule la première a été partiellement expérimentée, les autres étant encore en phase d'étude :

1. **Dans des cavités salines en phase gazeuse** à 45 bar, tel que pratiqué depuis 1972 au Royaume-Uni. Le faible nombre de sites adaptés et leur capacité de stockage sont compensés par des exploitations à cycle rapide. Le démonstrateur HyPSTER de Storengy, France, expérimentera dès 2023 le stockage à grande échelle et à cycle rapide d'hydrogène produit avec de l'électricité renouvelable (projet d'une capacité de 0,1GWh (3 tH₂) pour un investissement de 13 M€).
2. **Dans des réservoirs de gaz naturel épuisés**, de grande capacité et plus nombreux que les cavités salines. La pression de 100 bars et la nature poreuse des sites limiteraient le fonctionnement à quelques cycles par an. Il n'existe aucune exploitation de ce type à ce jour. La taille des champs de gaz épuisés varie de 1 million de mètres cubes à des centaines de millions de mètres cubes.
3. **Dans des sites aquifères**. Leur géologie poreuse implique le recouvrement par une roche imperméable. En cours d'expérimentation pour le gaz naturel (projet RINGS), cette méthode n'a pas encore été testée pour l'hydrogène.

D'autres techniques font l'objet de nouvelles recherches. Il serait logique que la France, disposant de réseaux d'électricité et de gaz centralisés, produise l'hydrogène à proximité de ces réseaux avec de grands électrolyseurs centralisés et de l'électricité nucléaire. Les électrolyseurs décentralisés seraient alors réservés à la mobilité diffuse.

Principaux constats

La décarbonation de la production actuelle de l'hydrogène doit à l'évidence devenir un chantier prioritaire du fait de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et du temps nécessaire à la mise en place des techniques compétitives de substitution, incluant la capture et stockage de carbone.

En raison de limites techniques et économiques liées notamment à la nécessité d'infrastructures diffuses de transport et de stockage, mais aussi des incertitudes liées au développement des piles à combustible, l'hydrogène ne pourra pas nécessairement être le carburant propre de l'avenir pour tous les types de transport.

Il s'avère aussi que les technologies de production, de transport ou de stockage de l'hydrogène sont soit insuffisamment matures, soit encore excessivement onéreuses, soit les deux, et qu'elles n'offrent dans les conditions actuelles que peu de perspectives d'industrialisation compétitives à grande échelle. Ce n'est que lorsque le prix cumulé du gaz et du carbone sera suffisamment élevé que pourra être atteint le point d'équilibre permettant le basculement économique vers la production massive d'hydrogène décarboné.

Le coût de production par l'électrolyse ne pourra lui-même être contenu qu'à la condition d'une disponibilité d'électricité pilotable et constante impliquant le recours massif à l'énergie hydraulique et nucléaire. Les énergies intermittentes, inaptes à assurer la continuité électrique, ne pourront assurer un facteur de charge suffisant pour amortir le coût des installations. La voie du stockage de l'électricité par l'hydrogène, dont le rendement plafonne à 25% (75 % de déperdition), ne peut raisonnablement être considérée comme une voie dans laquelle investir, notamment si on ajoute le coût complet des énergies intermittentes hors subventions et la variation de leur puissance de production.

Conclusion

L'hydrogène décarboné ne pourra tirer sa compétitivité, en France, qu'aux conditions de sites de production situés à proximité des réseaux d'électricité pilotable fournie par des centrales nucléaires et à défaut par les barrages, et de la limitation des investissements dans les infrastructures diffuses de transport et de stockage concernant en particulier la mobilité.

Ceci implique que le terme « décarboné » remplace celui de « renouvelable » dans la taxonomie européenne actuellement bloquante dans une perspective de décarbonation.

Le plan hydrogène du gouvernement français est à ce stade davantage une enveloppe budgétaire au contenu incertain qu'un plan industriel assurant la cohérence des moyens avec les objectifs et dont on peut douter qu'il permette la mise en place d'une filière durable d'hydrogène décarboné malgré l'importance des sommes allouées.



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63, RUE LA BOETIE
75008 PARIS