

Les coûts d'abattement

Partie 4 – Hydrogène

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

Partie 4 – Hydrogène

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteur

Maxime Gérardin





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, les travaux de cette commission seront publiés secteur par secteur. Six parties thématiques présenteront des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports, électricité, hydrogène – le sujet du présent rapport –, bâtiment, industrie et agriculture.

Volets déjà publiés

1. Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 70 p.
2. Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 2 – Transports*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 92 p.
3. Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, janvier, 132 p.



TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Introduction	19
Chapitre 1 – L’hydrogène, pour quoi faire ?	23
1. Les rationalités du déploiement de l’hydrogène dans la transition énergétique	23
2. Principales caractéristiques physiques de l’hydrogène et de l’ammoniac	24
3. Les usages de l’hydrogène	25
3.1. Usages industriels spécifiques	25
3.2. Usages énergétiques.....	26
4. Domaine de pertinence de l’hydrogène et scénarisation de la neutralité carbone	27
4.1. L’électricité finale, vecteur privilégié de la décarbonation	27
4.2. Des frontières entre vecteurs non encore stabilisées.....	29
4.3. La nécessité de raisonner « en système transformé »	30
Chapitre 2 – Les technologies de production d’hydrogène, hors électrolyse	33
1. Les options de référence	34
1.1. Le reformage de méthane fossile : l’hydrogène « gris »	35
1.2. La référence méthane énergie.....	36
2. Reformage avec capture et stockage du CO₂ : l’hydrogène « bleu »	37
2.1. Prise en compte des émissions résiduelles.....	38
2.2. Un coût de la CSC incertain.....	39
2.3. Résultats pour le vaporeformage avec CSC.....	39
3. Les autres voies non électrolytiques	41
3.1. Production d’hydrogène à partir du charbon : l’hydrogène « noir ».....	41

3.2. La pyrolyse de méthane : l'hydrogène « turquoise ».....	41
3.3. La dissociation non électrolytique de l'eau.....	43

Chapitre 3 – L'électrolyse : caractéristiques techniques et économiques..... 45

1. Caractéristiques principales des électrolyseurs.....	45
2. Contenu carbone de l'hydrogène d'électrolyse.....	48
3. L'influence du facteur de charge.....	49
4. Préciser les performances technicoéconomiques des électrolyseurs ?.....	53

Chapitre 4 – Quelle électricité pour l'électrolyse ?..... 55

1. L'hydrogène d'électrolyse en installations isolées du système électrique.....	55
2. Électrolyseurs et système électrique.....	58
2.1. Une décomposition du projet global en deux sous-projets.....	58
2.2. La « boucle hydrogène ».....	59
2.3. La « pseudo-boucle hydrogène ».....	62
2.4. Gisement à moyen terme (2035).....	66
2.5. Les interactions entre systèmes électriques français et européen.....	67
2.6. Conclusions quant à l'insertion d'électrolyseurs dans le système électrique.....	70
3. Électrolyser les surplus d'électricité d'un système électrique décarboné.....	70
4. L'ajout d'électrolyse dans un système électrique vient-elle modifier le mix de production idéal ?.....	72

Conclusions générales..... 77

Annexe – Membres de la commission..... 81



SYNTHÈSE

L'hydrogène brûle sans émettre directement de carbone. Le système énergétique actuel en mobilise déjà, mais cet hydrogène est aujourd'hui carboné, car dérivé de gaz méthane fossile (hydrogène « gris »). Demain, pour décarboner les usages pour lesquels le recours direct à de l'électricité n'est pas possible, l'hydrogène avec ses dérivés – ammoniac, méthanol, e-fuels – apparaît nécessaire. Il pourrait aussi dans le futur contribuer au stockage d'énergie et à l'équilibrage des systèmes électriques. Il est donc appelé, sous réserve de parvenir à décarboner sa production, à jouer un rôle important dans les scénarios de neutralité carbone.

La décarbonation bouleverse l'ensemble du système énergétique

La France, avec sa Stratégie nationale bas carbone (SNBC-2, 2019), vise la neutralité carbone nette. Ceci impose notamment de diviser par au moins six les émissions territoriales de gaz à effet de serre. Atteindre de tels objectifs supposera de passer du système énergétique actuel, fondé principalement sur les combustibles fossiles, à un système reposant en premier lieu sur une électricité bas carbone. Il s'agit d'un bouleversement d'ampleur, appelé à redistribuer les rôles et la valeur relative des différents vecteurs : électricité, gaz, carburants liquides, bois, etc. Le vecteur énergétique à privilégier pour chaque usage, dans l'optique de la neutralité carbone, n'est pas toujours facile à identifier. Il est aujourd'hui acquis que l'électricité sera appelée à couvrir directement une majorité des usages. Plus rares ou plus chers, l'hydrogène et ses dérivés auraient vocation – comme les énergies issues de la biomasse – à couvrir essentiellement les usages que l'électricité ne saura pas atteindre, les usages dits « *hard to abate* ».

La stratégie française pour l'hydrogène décarboné, résultant des plans France Relance puis France 2030, est dotée de 9 milliards d'euros d'ici 2030. « Devenir le leader de l'hydrogène vert », avec notamment la création de gigafactories d'électrolyseurs, est l'un des dix objectifs de France 2030.

L'hydrogène peut ou pourra être utilisé, principalement :

- dans des usages dits « spécifiques » : production d'ammoniac dont sont dérivés les engrais azotés ; raffinage des carburants liquides ; réduction du minerai de fer (production d'acier primaire), en remplacement de procédés fondés sur le charbon.
- dans des usages « énergétiques » : production de chaleur industrielle ; combustion en turbines à gaz pour la production d'électricité ; en piles à combustible, notamment dans les véhicules ; production de carburants liquides de synthèse (e-fuels), en recombinaison avec une source de carbone.

En outre, l'ammoniac, dérivé de l'hydrogène et beaucoup plus facilement transportable par navire, peut être utilisé comme combustible en installations industrielles, par exemple pour la production d'électricité ou pour la propulsion navale.

La frontière de pertinence, à terme, entre l'électricité et les autres vecteurs est pour l'heure incertaine. C'est le cas par exemple pour les transports terrestres à longue distance. Dès aujourd'hui cependant, des usages « sans regret » de l'hydrogène peuvent être identifiés. En font partie essentiellement les usages « spécifiques », tant les usages actuels que, très vraisemblablement, la production d'acier primaire.

Deux grandes configurations d'usage de l'hydrogène

On calcule dans ce rapport des coûts d'abattement, c'est-à-dire les coûts, en euros par tonne de CO₂ évitée, du recours à de l'hydrogène décarboné (voir Encadré page suivante). Ces coûts sont calculés selon les deux grandes configurations identifiées ci-dessus : un « usage spécifique » générique où l'hydrogène « gris » (carboné) aurait été produit alternativement ; et un « usage combustion » où l'hydrogène se substituerait à du méthane fossile.

Dans ces deux principales configurations, le recours à l'hydrogène décarboné évite *in fine* les émissions du recours au méthane fossile. Pour les usages spécifiques, il évite en outre de convertir préalablement ce méthane en hydrogène, avec des coûts et surtout une perte d'énergie due au rendement de conversion : la production d'hydrogène à partir de méthane ne conserve que 76 % du contenu énergétique initial. Ainsi, quand on dispose d'une certaine quantité d'hydrogène bas carbone, il est préférable, plutôt que de la substituer à son équivalent énergétique en méthane, de la substituer à un hydrogène « gris » dont la production aura requis davantage de méthane. Un kilogramme d'hydrogène produit par toute technologie bas carbone, et dont la production aura ainsi émis moins de 3 kg de CO₂, évite 10 kgCO₂ quand il est consacré à un usage spécifique, et 7,6 kgCO₂ quand il est consacré à un usage de combustion standard. Pour un même coût de production de l'hydrogène, les coûts d'abattement sont donc plus faibles dans le premier cas.

Coûts d'abattement : de quoi s'agit-il ?

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il s'agit d'un objectif ambitieux qui implique, pour une partie des réductions d'émissions, le déploiement de technologies coûteuses. La question se pose alors du choix des technologies à mettre en œuvre, et du moment pour le faire. La réponse canonique à cette question passe par le calcul du coût associé à la réduction de chaque tonne de CO₂-équivalent d'émissions, exprimé en €/tCO₂-eq et appelé *coût d'abattement* d'une action de décarbonation. Plus le coût d'abattement est faible, plus l'action sera économiquement « facile ». Pour sélectionner et hiérarchiser les actions utiles à la collectivité, il faut comparer les coûts d'abattement entre eux, mais aussi à la mesure des gains de l'action. Cette dernière est donnée par la VAC (valeur de l'action pour le climat), actuellement fixée à 120 €/t CO₂-eq, et qui augmente progressivement jusqu'en 2050, en passant par 250 €/t CO₂-eq en 2030.

Après avoir établi, en 2019, cette trajectoire de la VAC préconisée pour la France, la commission Quinet¹ constatait qu'« il est essentiel de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socio-économique des différentes actions ». Dans ce but a été mise en place une commission présidée par Patrick Criqui et appuyée par le CGDD, la DG Trésor et France Stratégie. Son travail s'inscrit également dans le cadre des suites à donner à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC-2), et de la préparation de la SNBC-3. En plus d'aborder les aspects méthodologiques, cette commission recense et établit les coûts d'abattement (en €/tCO₂-eq évitée) associés à différentes actions et technologies dans les secteurs du transport, de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie, de l'hydrogène et de l'agriculture.

Plusieurs voies pour la production d'hydrogène décarboné

Diverses voies, en général identifiées par des couleurs, permettent de produire de l'hydrogène. Les deux premières, émettrices de CO₂, sont largement mises en œuvre aujourd'hui (hydrogène « noir » et « gris »), tandis que les suivantes peuvent participer à la décarbonation (voir le tableau page suivante).

¹ Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

Typologie possible des principales voies de production de l'hydrogène, carboné (noir et gris) ou décarboné

Intrant	Procédé	Couleur
Charbons, pétroles	Gazéification, etc.	Noir
Gaz naturel	Reformage du méthane	Gris
Gaz naturel	Reformage, avec CSC	Bleu
Gaz naturel	Pyrolyse du méthane	Turquoise
Électricité renouvelable	Électrolyse de l'eau	Vert
Électricité nucléaire	Électrolyse de l'eau	Violet
Mix électrique décarboné	Électrolyse de l'eau	Arc-en-ciel ?
Rayonnement solaire	Thermolyse de l'eau Photocatalyse	<i>Maturité très lointaine</i>
Chaleur nucléaire	Thermolyse de l'eau	

CSC : Capture et stockage (géologique et définitif) du carbone.

Source : *commission Criqui*

Il existe ainsi deux grandes catégories de procédés susceptibles de produire de l'hydrogène décarboné :

- les voies qui, comme l'hydrogène « gris » carboné actuel, prennent pour intrant du gaz fossile, mais en évitant l'émission du carbone et en assurant son stockage ;
- l'électrolyse de l'eau, l'électricité séparant l'eau en (di)hydrogène et (di)oxygène.

Les deux dernières lignes du tableau rappellent que de l'hydrogène pourrait en théorie être produit par thermolyse de l'eau, à partir d'une chaleur très haute température décarbonée, apportée par des filières très avancées de solaire à concentration ou de nucléaire haute température ; ou encore par photosynthèse artificielle.

L'hydrogène bleu voire turquoise, ou les voies du court et du moyen terme ?

L'hydrogène « bleu » est analogue à l'hydrogène « gris », mais il y ajoute la capture et stockage géologique du CO₂ (CSC). Il doit être accompagné d'une très forte attention aux émissions résiduelles, notamment les fuites de méthane et la fraction de CO₂ non captée. Il suppose aussi de franchir le pas de la CSC, qui, si elle n'est pas encore mise en œuvre

à grande échelle, représente dans de nombreux travaux internationaux (par exemple ceux de l'Agence internationale de l'énergie) une part substantielle des réductions d'émissions pour la décarbonation profonde. Les surcoûts de l'hydrogène bleu sur l'hydrogène gris sont suffisamment limités pour être admissibles, dès aujourd'hui, d'après la « valeur de l'action pour le climat » (VAC) normative retenue en France. Cette conclusion est robuste aux coûts du gaz fossile, puisqu'il s'agit d'un raisonnement par différence entre deux solutions toutes deux fondées sur ce gaz fossile. C'est davantage l'interrogation sur la disponibilité du gaz qui est susceptible d'amoindrir cette conclusion, en particulier dans le contexte de la crise des prix du gaz en 2021, puis de la guerre en Ukraine de 2022 et de leurs conséquences. Ainsi l'hydrogène bleu, entendu dans un sens strict (captage de tous les flux de CO₂, stockage de ce CO₂, optimisation du bilan climatique), est en théorie une technologie pertinente dès le court terme pour remplacer les actuelles productions d'hydrogène carboné.

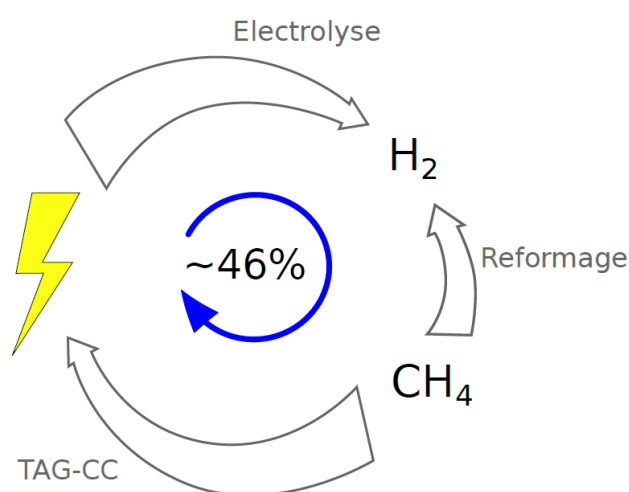
L'hydrogène « turquoise » est une voie relativement proche de l'hydrogène bleu, mais non encore mature. Il s'agit là aussi de transformer du méthane, mais par pyrolyse plutôt que par reformage. Le calcul économique correspondant ne peut pas encore être mené, par manque d'information sur les coûts, mais il semble a priori, au vu des consommations de méthane et d'électricité, moins favorable que celui associé à la voie « bleue ». Néanmoins, cette voie turquoise présenterait l'avantage de mieux se prêter à une mise en œuvre décentralisée, et de stocker le carbone sous forme de « noir de carbone » plutôt que sous forme de CO₂, dont le stockage géologique peut soulever des réticences et reste à développer à large échelle.

L'électrolyse, voie consommatrice d'électricité

L'électrolyse s'appuie sur plusieurs technologies : l'électrolyse alcaline, déployée industriellement dès les années 1920 ; l'électrolyse par membrane d'échange de protons, plus récente ; et l'électrolyse à haut rendement, actuellement en phase de prototype industriel.

Ces technologies ont en commun d'inverser la hiérarchie des vecteurs énergétiques, relativement à l'actuel système carboné. Aujourd'hui, on transforme massivement des combustibles, dont notamment du gaz, en électricité, avec une perte substantielle du fait des rendements de conversion, ce qui sous-entend que l'électricité a nettement plus de valeur que le gaz, conformément au point de vue de la thermodynamique selon lequel un joule de travail mécanique vaut davantage qu'un joule de chaleur. À l'inverse, l'électrolyse transforme de l'électricité en gaz, avec là aussi des pertes par rendements. Cette inversion de la hiérarchie des vecteurs, quoique nouvelle, n'est pas absurde dès lors que, dans un contexte de décarbonation profonde, les gisements d'énergie les plus abondants ne sont plus des gisements de combustibles, mais des gisements d'électricité décarbonée.

L'inversion de la hiérarchie des vecteurs implique que, pour obtenir de l'hydrogène nettement moins carboné que l'actuel hydrogène gris, il faut mobiliser une électricité fortement décarbonée. Une électricité à partir du charbon produirait un hydrogène cinq fois plus carboné que l'hydrogène gris, et même une électricité au gaz fossile produirait un hydrogène au moins deux fois plus carboné que l'hydrogène gris. Ceci signifie qu'une production d'électricité décarbonée est au moins deux fois plus utile si elle évite une production fossile d'électricité que si elle produit de l'hydrogène. Ainsi, si l'électrolyseur s'alimente sur le système électrique, il faut, dans une optique de décarbonation et de bonne optimisation du système énergétique, qu'aucune production électrique à base d'énergie fossile ne soit en fonctionnement en même temps que l'électrolyseur.



Lecture : si on transforme du méthane CH₄ en électricité par la technologie la plus efficace, puis qu'on en tire, par électrolyse, de l'hydrogène, on aura transformé du méthane en hydrogène, ce que le processus de production de l'actuel hydrogène « gris » par reformage fait déjà, et avec une consommation de méthane au moins deux fois plus faible !

Source : *commission Criqui*

Les coûts de l'électrolyse, pris entre coûts fixes des électrolyseurs et coût d'alimentation en électricité

Ce constat – comme le souhait de produire de l'hydrogène directement à partir de renouvelables électriques, par exemple dans les zones les plus favorables – conduit à examiner l'économie d'une électrolyse fonctionnant en intermittence.

Il est souvent affirmé que les électrolyseurs devraient fonctionner à fort facteur de charge, c'est-à-dire presque en continu, afin d'amortir l'investissement initial (le CAPEX). Ce type de raisonnement se fonde en fait sur des électrolyseurs à CAPEX élevés,

associés à des projets pilotes de petite taille, produisant de l'hydrogène à des coûts particulièrement élevés, de l'ordre de la dizaine d'euros par kg, contre 1,5 €/kgH₂ pour l'hydrogène « gris » – hors situation de crise des prix du gaz depuis 2021 et guerre en Ukraine en 2022¹.

Dans le cadre du calcul socioéconomique et prospectif effectué ici, il convient de retenir non les coûts actuels des projets pionniers, mais le niveau de coûts anticipé si la technologie est déployée à grande échelle. Ceci revient à poser un cadre d'analyse dans lequel les surcoûts du début de la trajectoire technologique sont justifiés par des raisonnements d'économie de l'innovation – notamment la recherche des effets d'apprentissage – et de politique industrielle, raisonnements qui fondent l'intérêt des investissements stratégiques en amont, pour la mise au point et l'industrialisation des technologies. Pour le calcul du coût d'abattement associé à une installation d'électrolyse, ce sont donc les coûts anticipés à terme des électrolyseurs qui sont considérés. On retient ainsi un CAPEX de 640 à 700 €/kWe. Ce niveau de coûts a été identifié dès 2019 par l'AIE comme atteignable à partir de 2030, sous l'hypothèse d'un déploiement suffisamment large pour obtenir des effets d'apprentissage. La très forte accélération à travers le monde des plans hydrogène depuis 2020 pourrait même faire franchir cette barre plus tôt².

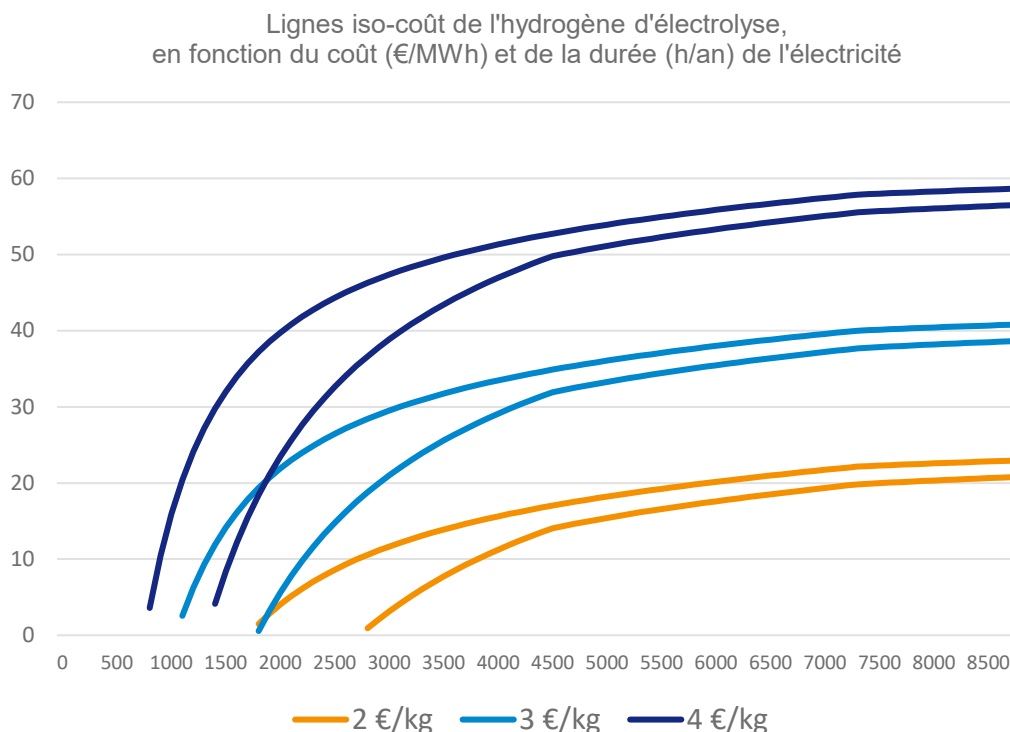
Il ressort alors que le premier défi, pour obtenir de l'hydrogène d'électrolyse à coût maîtrisé, sera en fait de mobiliser une électricité décarbonée à très bas coût. À titre d'exemple, pour produire de l'hydrogène à 3 €/kg, ce qui représente encore le double du prix de l'hydrogène « gris » en conditions ordinaires³ du prix du gaz, une électricité à moins de 40 € HT/MWh (voire moins si elle n'est pas disponible « en continu ») apparaît indispensable. Un tel niveau de coût n'est pour l'instant atteint par aucun moyen de production électrique en France, raccordements compris, même s'il pourrait correspondre à une valeur anticipée à moyen terme pour du photovoltaïque au sol.

¹ À un coût du gaz fossile de 100 €/MWh, niveau parfois atteint ou dépassé par les prix spot européens depuis octobre 2021, et presque continuellement depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine, le coût de l'hydrogène gris excède 5 €/kg.

² Des hypothèses de CAPEX plus faibles peuvent donc être considérées. En rester ici, pour la majorité des calculs, à l'hypothèse « prudente » permet d'assurer que les résultats relatifs aux faibles facteurs de charge (voir ci-après) restent robustes aux évolutions futures des CAPEX d'électrolyseurs.

³ C'est-à-dire avant la crise des prix du gaz à compter de 2021 et avant la guerre en Ukraine en 2022.

Coût socioéconomique de l'hydrogène, stockage inclus, en fonction du facteur de charge des électrolyseurs et du coût de l'électricité mobilisée



Note : les deux courbes de chaque couleur se réfèrent à deux hypothèses distinctes quant à l'allure des coûts de l'électrolyse.

Source : commission Criqui

En revanche, des facteurs de charge relativement faibles, pouvant descendre jusqu'à environ 20 % (soit 1 750 heures par an), peuvent suffire pour amortir le CAPEX des installations. Cela alors même qu'on a retenu pour ces CAPEX des hypothèses moins optimistes que beaucoup de projections récentes. Ce résultat tient compte, avec toutefois une incertitude substantielle, du coût du stockage d'hydrogène qui deviendrait nécessaire dès lors qu'un approvisionnement en électricité intermittent serait mobilisé. Il s'agit ici de stockage géologique, le seul dont les coûts apparaissent aujourd'hui abordables.

La mutualisation offerte par le système électrique, clé pour un approvisionnement économique des électrolyseurs

Étant donné la relation entre le coût de l'électricité décarbonée, le facteur de charge de l'électrolyseur et le coût complet de l'hydrogène qui en résulte, aucun moyen de production

électrique pouvant être développé à moyen terme en France métropolitaine ne conduit, s'il est pris isolément, à un résultat performant.

C'est en fait la mutualisation rendue possible par le système électrique qui permet à l'électrolyse d'accéder à des coûts d'approvisionnement en électricité favorables. Dans un système électrique où les principales productions décarbonées (nucléaire, éolien, photovoltaïque), comme la majorité des consommations, sont rigides, il est en effet légitime, en analyse économique, d'imputer à l'électrolyse un faible coût d'approvisionnement en électricité. Il s'agit du même mécanisme qui fait apparaître des prix de l'électricité faibles ou nuls en cas d'abondance de productions rigides. L'électrolyse trouve alors sa place par sa flexibilité, en valorisant des productions électriques fatales, dans des périodes d'excédents.

Mais ceci n'est envisageable que si le système électrique est déjà largement décarboné, ce qui n'est pas encore le cas aujourd'hui à l'échelle européenne. Il en ressort une vision technico-économique en deux temps, où le développement des productions électriques bas carbone doit d'abord concourir à la décarbonation du système électrique. En effet, les MWh d'électricité bas carbone sont au moins deux fois plus efficaces, pour réduire les émissions de CO₂, lorsqu'ils évitent une production d'électricité fossile que lorsqu'ils servent à produire de l'hydrogène par électrolyse¹, et le coût d'abattement associé est le plus souvent inférieur à 100 €/tCO₂².

Dans un second temps seulement, le système électrique pourra présenter des excédents significatifs. Quand ils excéderont pendant une part non négligeable de l'année – de l'ordre de 2000 h/an – ce que les autres flexibilités (décalage temporel des consommations, flexibilité du parc hydroélectrique, éventuelles batteries, etc.) peuvent absorber, alors ces excédents permettront la production d'hydrogène par électrolyse dans des conditions satisfaisantes. Vu d'aujourd'hui, les incertitudes demeurent fortes, sur les coûts mais aussi sur les volumes. En 2020, les calculs de RTE ne faisaient apparaître qu'un gisement faible et incertain à l'échéance de 2035, sous les hypothèses de volumes de production et de volumes de consommation qui prévalaient en 2020.

Dans la mesure où la France est beaucoup plus avancée dans la décarbonation de son système électrique que la moyenne de l'Europe, il convient de poser la question du choix entre une vision fondée sur une optimisation technique à l'échelle européenne, qui jouerait

¹ Sous conditions de prix du gaz élevés, ce raisonnement reste inchangé, puisqu'il recherche justement comment économiser autant de gaz que possible.

² Toujours sous conditions de prix du gaz « ordinaires », et en retenant des coûts prospectifs pour les ENR. Ce coût d'abattement peut devenir très négatif (c'est-à-dire très favorable) sous conditions de prix du gaz élevés. En revanche, les coûts de la fin de trajectoire de décarbonation des systèmes électriques sont plus élevés : voir Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie.

des complémentarités entre pays, et une vision plus autarcique pour la France, mais de nature à ralentir la décarbonation de l'ensemble européen.

Coûts de production, coûts d'abattement

Tous ces éléments pris en compte, les calculs font apparaître les ordres de grandeur suivants, pour les différentes voies de production de l'hydrogène et de ses dérivés.

Synthèse des estimations de coûts de production et d'abattement pour les principales voies de production d'hydrogène examinées, à moyen voire long terme, en France métropolitaine

Procédé	Couleur	Coût de production	Coût d'abattement hydrogène spécifique	Coût d'abattement hydrogène combustible
Reformage de gaz naturel	Gris	env. 1,6 €/kgH ₂	Voie carbonée	Voie carbonée
Reformage, avec CSC	Bleu	env. 2,2 €/kgH ₂	env. 100 €/tCO ₂	env. 250 - 300 €/tCO ₂
Pyrolyse de gaz naturel	Turquoise	(n.d.)	(n.d.)	(n.d.)
Électrolyse d'une production électrique dédiée (renouvelable ou nucléaire)	Vert ou Violet	> 3,5 €/kgH ₂	> 200 €/tCO ₂	> 400 €/tCO ₂
Électrolyse d'excédents décarbonés	Arc-en-ciel ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 2,0 €/kgH ₂ ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 100 €/tCO ₂ ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 250 €/tCO ₂ ?

Note : ces estimations tiennent compte des coûts anticipés dans la décennie 2030, en France métropolitaine. Pour l'approvisionnement en gaz fossile, ils tiennent compte de prix « ordinaires », hors crise des prix et guerre en Ukraine. Des prix particulièrement élevés abaisseraient les coûts d'abattement des deux voies d'électrolyse. Un coût de stockage est pris en compte, quand la production est intermittente. *Nota bene* : ces résultats découlent non seulement des chiffres de 10 et 7,6 kgCO₂ économisés par kgH₂, mais aussi des émissions résiduelles des voies de production bas carbone, notamment une hypothèse de 2,8 kgCO₂/kgH₂ pour l'hydrogène « bleu » ; ainsi que du coût de l'hydrogène gris substitué, et de celui, plus faible, du méthane combustible substitué. L'interaction de ces facteurs produit les coûts d'abattement affichés, qui peuvent être comparés avec la « valeur de l'action pour le climat » estimée à 250 €/t en 2030 et 500 €/t en 2040.

Source : commission Cricqui

Même si la comparaison des coûts d'abattement avec la « valeur de l'action pour le climat » fait apparaître que toutes les options techniques pourraient à terme être compatibles avec cette VAC, les résultats obtenus doivent être analysés avec précision.

Comme indiqué ci-dessus, l'hydrogène « bleu » ressort comme la voie de décarbonation à moindre coût, pertinente dès le court terme – sous la réserve incontournable, toutefois, d'une bonne optimisation de son bilan climatique complet et de la sécurisation de son approvisionnement en gaz. La voie turquoise apparaît potentiellement intéressante, avec des avantages et inconvénients par rapport à la voie bleue, mais sans qu'il soit possible, à ce jour, de mener des calculs complets.

La production massive d'hydrogène par électrolyse, bien qu'elle apparaisse tributaire du très fort développement préalable de la production d'électricité décarbonée, ressort comme la voie la plus souhaitable et potentiellement la moins coûteuse, à terme. Ainsi, les volumes limités d'hydrogène d'électrolyse accessible à court terme, n'enlèvent rien à l'enjeu des investissements de R & D et d'industrialisation nécessaires pour faire baisser les coûts, positionner l'industrie nationale et assurer que le système industriel de conversion de l'électricité excédentaire en hydrogène soit effectivement en place au moment où il pourra être massivement sollicité.

Les chiffres présentés ici supposent, pour la voie bleue comme pour l'électrolyse, des installations industrielles de grande taille, avec de plus, pour l'électrolyse, un stockage géologique massif d'hydrogène. Les facteurs d'incertitude proviennent notamment des coûts du stockage géologique définitif du CO₂ (pour l'hydrogène « bleu ») et des coûts du stockage géologique temporaire d'hydrogène (pour l'hydrogène d'électrolyse).

Au-delà de ces calculs, menés pour la France métropolitaine et le moyen terme (2030-2040), l'hypothèse d'importations significatives devrait aussi être examinée, en particulier dans une perspective européenne. L'analyse et l'évaluation dépendront tant des hypothèses sur les productions décarbonées à l'étranger que de l'appréciation de leur contexte et des contraintes géopolitiques. Le fait que l'hydrogène est difficilement transportable à longue distance serait alors déterminant. Le calcul économique ferait vraisemblablement apparaître : d'abord des importations à travers des produits dérivés de l'hydrogène facilement transportables, comme de l'acier (ou du minerai de fer pré-réduit) ; ensuite de l'ammoniac, pour les usages spécifiques (engrais azotés notamment) puis pour l'alimentation en combustible de sites industriels portuaires (production d'électricité de pointe, propulsion des navires, etc.) ; et enfin des carburants liquides de synthèse (e-fuels). L'opportunité de telles importations devrait être aussi examinée au vu de considérations de souveraineté économique, que le calcul ne permet pas de renseigner directement.



INTRODUCTION

Après avoir exposé les raisons qui conduisent à envisager un rôle pour l'hydrogène dans les systèmes énergétiques futurs, le présent document examine les principales voies de production d'hydrogène bas carbone. Il calcule alors les coûts d'abattement correspondants, dans l'hypothèse où l'hydrogène produit vient se substituer à l'actuel hydrogène carboné – produit essentiellement, en Europe, par reformage du gaz naturel –, ou à une combustion de gaz naturel. Ce dernier calcul couvre la production électrique de pointe et donc une éventuelle « boucle hydrogène » équilibrant le système électrique, et fournit plus largement une indication pour les usages énergétiques de l'hydrogène.

Les coûts d'abattement obtenus sont l'un des paramètres qui caractérisent les solutions techniques de décarbonation, en conjonction avec la taille du gisement rendu accessible par une chaîne technique, et la profondeur de la décarbonation qu'elle permet¹. Ces deux derniers paramètres ne peuvent être éclairés que par des études de scénarisation complètes.

Avertissement méthodologique

Les calculs de coûts d'abattement présentés ici renvoient à la logique des évaluations en termes d'économie publique. Ils s'entendent chaque fois par comparaison à une chaîne technique « de référence », à savoir celle qui satisfait la même production ou le même usage à moindre coût, dans un contexte de décarbonation incomplète². Les coûts sont dits socioéconomiques (« *coûts SE* ») : ils sont considérés hors fiscalité, mais en intégrant

¹ Par exemple, le recours à des voitures thermiques hybrides, permettant des économies de carburant de l'ordre de 25 % dans les cas d'usage les plus favorables, peut présenter des coûts d'abattement faibles voire négatifs relativement à des voitures thermiques conventionnelles, mais n'est manifestement pas compatible, même associé à des efforts de sobriété massifs, avec une décarbonation profonde.

² Notamment, la solution de référence peut dépendre de la technologie évaluée. Ainsi, un coût d'abattement peut être calculé pour la production d'électricité au gaz fossile, relativement au charbon ; puis pour une solution [renouvelables + gaz], relativement au gaz seul ; puis pour une solution davantage décarbonée, relativement à la combinaison renouvelables + gaz ; etc. A contrario, comparer directement une solution très décarbonée à une production au charbon renseignera sur le coût d'abattement moyen le long de l'ensemble du chemin de décarbonation (à supposer que ce chemin démarre du charbon), mais ne renseignera pas sur les coûts d'abattement marginaux associés à chaque relèvement du niveau d'ambition.

autant que possible les principales externalités ; et ils découlent de l'application du taux d'actualisation public préconisé en France jusque fin 2021¹, à savoir 4,5 %/an.

Les coûts d'abattement obtenus ne doivent donc pas être compris comme une appréciation du niveau de tarification du carbone qui, appliqué de manière uniforme à toute l'économie, permettrait aux solutions examinées de se déployer spontanément.

Enfin, même en se plaçant dans le cadre socioéconomique, plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattements distincts peuvent être considérées, en fonction de l'usage qui en est fait. Ce point est explicité dans la partie « méthodologie »² publiée par la commission sur les coûts d'abattement. Le début du Chapitre 2 fait le lien avec la méthodologie générale, qui identifie les formules de calcul à utiliser.

Prise en compte des effets d'apprentissage

Dans le cas des nouvelles chaînes de production d'hydrogène, les technologies à examiner n'ont pour la plupart pas encore passé l'étape de l'industrialisation à grande échelle. En conséquence, les coûts d'abattement futurs ne peuvent être calculés à partir des projets pilotes actuels : ceux-ci visent essentiellement à améliorer les technologies, à progresser vers leur industrialisation à grande échelle en montant dans l'échelle des TRL³, et à ouvrir la voie de l'industrialisation aux entreprises françaises et européennes. C'est donc selon ces critères, non capturables par un coût d'abattement, que ces projets – comme à l'amont les investissements stratégiques dans les technologies et dans leur industrialisation – doivent être évalués.

On peut en revanche calculer des coûts d'abattement prospectifs, fondés sur les coûts futurs attendus des technologies à développer, en prenant en compte notamment les « effets d'apprentissage », d'échelle et de série attendus. Les hypothèses de coût mobilisées restent alors hypothétiques et incertaines, mais elles sont autant que possible explicitées et restent discutables, donc susceptibles d'être amendées.

Hypothèses de prix

Puisqu'ils sont calculés par rapport à une option de référence faisant appel à du gaz fossile, les coûts d'abattement dépendent évidemment du prix de celui-ci. Les scénarios de prix

¹ Ce taux a depuis été abaissé à 3,2 %. Voir France Stratégie (2021), *Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics. Complément opérationnel : révision du taux d'actualisation*, octobre.

² Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.

³ Technology Readiness Level, caractérisant les technologies sur une échelle de 1 (principes de base) à 9 (produit éprouvé).

fournis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) avant le Covid-19 présentent d'importants écarts¹, mais pour la zone Europe et sur la période 2020-2050, ils évoluent tous dans un intervalle compris entre 15 et 25 €/2020/MWh_{PCS}². Le haut de la fourchette correspond aux prix susceptibles de se maintenir si la demande de gaz correspond aux politiques actuelles (« *stated policies* », selon le vocabulaire de l'AIE) tandis que, d'après les modèles utilisés, une politique ambitieuse de transition énergétique (« *sustainable development* » voire « *net zero emissions* »³), en réduisant fortement la consommation de gaz fossile, ramènerait les prix vers le bas de la fourchette. La crise gazière en cours pour une durée indéterminée au moment de la présente publication fait apparaître des prix exceptionnellement élevés, souvent au niveau de la centaine d'euros par MWh. Les calculs présentés ici se projettent au-delà de cette crise. On retient pour le prix du gaz deux bornes de 15 et de 35 €/2020/MWh_{PCS}.

¹ AIE (2020), *World energy model documentation*.

² PCS, pour « Pouvoir calorifique supérieur », par opposition à PCI, « Pouvoir calorifique inférieur », signifie que le pouvoir calorifique du gaz est ici comptabilisé en incluant l'énergie susceptible de « s'échapper » avec la vapeur d'eau générée par la combustion – vapeur d'eau qui doit être condensée en eau liquide pour que cette chaleur soit récupérée. L'écart entre les deux métriques est de l'ordre de 10 %.

³ AIE (2020), *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*.



CHAPITRE 1

L'HYDROGÈNE, POUR QUOI FAIRE ?

Ce premier chapitre rappelle brièvement les enjeux qui conduisent à s'intéresser au vecteur hydrogène, notamment dans le contexte de la décarbonation dite « profonde ». Il recense, sans entreprendre de calculs de coût, les principaux usages pour lesquels l'hydrogène peut être un vecteur essentiel.

1. Les rationalités du déploiement de l'hydrogène dans la transition énergétique

Souvent évoquée au début des années 2000, la question de l'hydrogène émerge de nouveau dans le débat énergétique des dernières années à travers deux préoccupations.

La première découle des succès engrangés dans le déploiement à large échelle des énergies renouvelables « variables », photovoltaïque et éolienne. Se pose alors la question du « bouclage » de systèmes électriques fondés sur des sources variables non pilotables. De tels systèmes présentent en effet une inadéquation temporelle entre production et consommation qui nécessite l'introduction de nouvelles solutions d'ajustement¹ : flexibilisation des consommations, pilotage de certaines productions (hydraulique, nucléaire, éventuelle production fossile résiduelle), solutions de stockage. Les sources de flexibilité étant limitées, la question se pose naturellement des solutions de stockage de plus long terme et plus massives, ou sans limite de gisement. Les technologies de l'hydrogène, en l'occurrence la chaîne [électrolyse → stockage de l'hydrogène → production électrique en turbine à gaz], fournissent alors une technologie « *backstop* », c'est-à-dire a priori capable, sous réserve de ses coûts et de ses rendements, de « boucler » le système en transférant les excédents de production électrique depuis certaines périodes vers d'autres périodes.

¹ Entre autres attendus : voir [la publication conjointe de l'AIE et de RTE](#).

La seconde préoccupation justifiant la prise en compte de l'hydrogène dans les perspectives énergétiques découle de l'Accord de Paris, de la réflexion sur la décarbonation profonde¹ et des objectifs de neutralité carbone : il s'agit de trouver des solutions aptes à décarboner les secteurs où la sortie des fossiles paraît aujourd'hui difficile. Ces secteurs, souvent dits « *hard to abate* », recouvrent a priori de nombreux usages actuels des carburants et combustibles fossiles, en particulier les transports de longue distance (aériens, maritimes et éventuellement terrestres) et la fourniture d'électricité ou de chaleur dans certains sites (insulaires, miniers, industriels isolés, etc.). Pour ces situations, l'hydrogène, en tant que tel ou par des dérivés liquides ou gazeux, se présente comme un potentiel vecteur énergétique décarboné.

La première préoccupation, celle du « bouclage » des systèmes électriques, peut être considérée comme un cas particulier de la seconde. En effet, d'une part, la mobilisation d'excédents électriques est a priori une des voies de production d'hydrogène (voir chapitre 3, § 6). D'autre part, satisfaire les consommations électriques « incompressibles », sur la partie de l'année où les seules productions électriques décarbonées n'y parviendraient pas, fait partie des usages dont les émissions sont « *hard to abate* ». On aborde donc ici l'hydrogène sous l'angle de sa contribution possible à la décarbonation profonde du système électrique, comme à la décarbonation des usages où l'électricité n'apparaît pas comme un vecteur adapté.

2. Principales caractéristiques physiques de l'hydrogène et de l'ammoniac

Il convient d'abord de rappeler les grandes caractéristiques physiques de l'hydrogène, mais aussi de l'un de ses dérivés majeurs qu'est l'ammoniac.

L'hydrogène (H₂) se présente essentiellement sous forme de gaz et ne se liquéfie qu'à très basse température. Sa manipulation en site industriel est très bien maîtrisée, mais la sécurité de ses usages est plus difficile à assurer que pour le méthane. Sa densité énergétique par unité de masse est deux fois et demi meilleure que celle du méthane, mais ceci ne tient pas compte de la masse des réservoirs nécessaires pour des applications mobiles², et sa densité énergétique par unité de volume, à l'état gazeux, est plus de trois fois plus faible.

¹ Concept introduit notamment, à partir de 2013, par le [projet Deep decarbonization pathways](#).

² Cette masse résulte notamment de la pression extrêmement forte (de l'ordre de 600 bars) à laquelle il est nécessaire de stocker l'hydrogène. Par comparaison, le GPL (butane/propane) est stocké à une dizaine de bars, pression lui permettant de se liquéfier, et une bouteille de plongée est pressurisée à 200 bars environ.

S'il peut être manipulé sous forme gazeuse dans des infrastructures de transport par canalisation et de stockage souterrain comparables à celles du méthane, c'est à des coûts plus élevés en regard des quantités d'énergie transportées. Notamment, la possibilité de stockage souterrain est aujourd'hui assurée en cavités salines, mais pas automatiquement dans les nappes sédimentaires qui fournissent en France la majeure partie du stockage de méthane. Enfin, la petite taille de la molécule génère des problèmes de fatigue des aciers, qui imposent des infrastructures adaptées ; et sa très basse température de liquéfaction¹ rend son stockage ou son transport sous forme liquéfiée très peu accessible.

L'ammoniac (NH₃) est produit à partir d'hydrogène via le procédé Haber-Bosch, moyennant un coût et une perte d'énergie dans la conversion. Bien que l'ammoniac se présente sous forme gazeuse à pression et température normales, sa liquéfaction ne requiert qu'un refroidissement ou mise sous pression modérés, ce qui permet de le transporter aisément par navire. S'il est aujourd'hui essentiellement une matière première de la chimie, l'ammoniac pourrait aussi à terme jouer le rôle de vecteur énergétique. En revanche, sa toxicité le réserve a priori à des usages industriels.

3. Les usages de l'hydrogène

3.1. Usages industriels spécifiques

On entend par « usages spécifiques » les usages reposant sur les propriétés chimiques propres à l'hydrogène, plus que sur son seul contenu énergétique. La plupart de ces usages préexistent aux préoccupations climatiques :

- raffinage des carburants, principalement leur désulfuration,
- production d'engrais azotés (l'hydrogène sert alors à synthétiser l'ammoniac),
- production de méthanol, matière première majeure de l'industrie chimique,
- et divers procédés industriels.

Pour tous ces usages, la substitution d'hydrogène faiblement carboné à de l'hydrogène « gris »² actuellement utilisé réduit les émissions d'environ 10 kgCO₂/kgH₂³

¹ -253°C, soit 20 degrés seulement au-dessus du zéro absolu.

² L'hydrogène « gris » est celui obtenu à partir de gaz naturel. Ce procédé émetteur de CO₂ est aujourd'hui la principale voie de production de l'hydrogène.

³ Il s'agit d'une réduction brute, la réduction nette dépendant bien entendu du contenu en carbone de l'hydrogène mobilisé en substitution à l'hydrogène gris. Voir Chapitre 2, § 1.1.

La décarbonation de la sidérurgie ouvre un nouveau champ d'usage spécifique de l'hydrogène. En effet, la mobilisation d'hydrogène bas carbone pour la réduction du minerai de fer¹ – qui engendre aujourd'hui la majorité des émissions de la sidérurgie –, peut ouvrir dans ce secteur des gisements d'abattements d'émissions très substantiels. La modification des hauts-fourneaux, pour admettre une part d'hydrogène, est une voie possible, mais la réduction des émissions à un niveau compatible avec des objectifs de décarbonation profonde suppose vraisemblablement de viser à terme la réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène. Cette voie suppose des réinvestissements majeurs, dans un secteur où les actifs industriels ont une durée de vie longue. Comme le minerai de fer est aujourd'hui réduit le plus souvent au moyen de coke de charbon, la transition vers l'hydrogène peut procurer des réductions d'émissions, rapportées au volume d'hydrogène mobilisé, très supérieures² aux 10 kgCO₂/kgH₂ mentionnés ci-dessus, qui prennent comme référence l'utilisation du méthane.

3.2. Usages énergétiques

Les autres principaux usages possibles de l'hydrogène sont énergétiques. L'hydrogène pouvant être brûlé directement, la production d'électricité ou de chaleur est possible. Notamment, la production d'électricité en périodes de tension sur les systèmes électriques peut être envisagée selon les mêmes modalités qu'à partir de gaz méthane : des turbines à gaz adaptées à l'hydrogène sont actuellement en cours de mise au point.

L'ammoniac peut également devenir un combustible, mais uniquement pour des installations ad hoc de grande taille, d'autant qu'il est difficile d'assurer une bonne combustion. Il pourrait se révéler pertinent là où l'hydrogène sous forme H₂ est difficile à acheminer : propulsion des grands navires, tous usages ayant nécessité d'abord un acheminement maritime du combustible, etc. L'ammoniac pourrait par exemple assurer une production sur des systèmes électriques de petite taille en complément des ressources renouvelables, ou encore l'équilibre d'un grand système électrique, en périodes de tension.

L'hydrogène peut aussi être utilisé pour produire de l'électricité dans une pile à combustible, avec un rendement au moins aussi élevé que celui d'un moteur Diesel. Cette technologie est la principale option envisagée aujourd'hui pour les véhicules à hydrogène.

¹ C'est-à-dire l'opération qui transforme les oxydes de fer extraits des mines en fer utilisable par la métallurgie.

² Le chiffre exact dépendra fortement de la voie considérée, de la voie prise comme technologie de référence, de la manière de comptabiliser l'électricité décarbonée également nécessaire pour fondre le fer une fois réduit, etc.

Enfin, l'hydrogène peut être la base des carburants de synthèse, « e-carburants » (e-fuels) et « e-méthane ». Mais une source de carbone est alors nécessaire, et son coût est a priori élevé, en particulier s'il s'agit de s'appuyer sur la « *backstop technology* » que constitue le captage direct de CO₂ atmosphérique (*Direct Air Capture*). Cependant, la source de carbone la plus accessible devrait provenir de la biomasse. La problématique des « e-carburants » rejoint alors celle des biocarburants avancés (de « deuxième génération ») : à titre d'illustration, 1 hectare de cultures produit environ une tonne d'huile végétale (biocarburant de première génération) par an, accompagnée de coproduits valorisables en alimentation animale, mais 2 à 3 tonnes de biocarburants avancés. Cette quantité peut toutefois être doublée – soit environ 5 tonnes par hectare – par adjonction d'hydrogène dans le processus industriel de conversion de la biomasse en carburant.

Tous les usages mobilisant l'hydrogène pour son contenu énergétique¹ ont en commun de se placer légèrement en-dessous des 10 kgCO₂ évités par kgH₂ déjà mentionnés pour les usages spécifiques de l'hydrogène – par exemple, à 7,6 kgCO₂/kgH₂, si l'hydrogène se substitue directement, PCI pour PCI, à du méthane². La plus grande économie d'émissions permise par la configuration « usages spécifiques » – soit la substitution à de l'hydrogène « gris » – s'explique par la plus grande quantité d'énergie consommée par ces usages, dans un monde carboné : à la quantité d'énergie directement nécessaire à l'usage final s'ajoute l'énergie nécessaire à la conversion du méthane en hydrogène (production de l'hydrogène « gris »).

4. Domaine de pertinence de l'hydrogène et scénarisation de la neutralité carbone

Avec la problématique de la neutralité carbone, la question de la décarbonation de la quasi-totalité des vecteurs énergétiques finals devient une question centrale. Elle doit conduire en particulier à identifier les limites de pertinence, pour les différents usages finals, de l'utilisation directe de trois types de vecteurs principaux : l'électricité, les bioénergies et l'hydrogène.

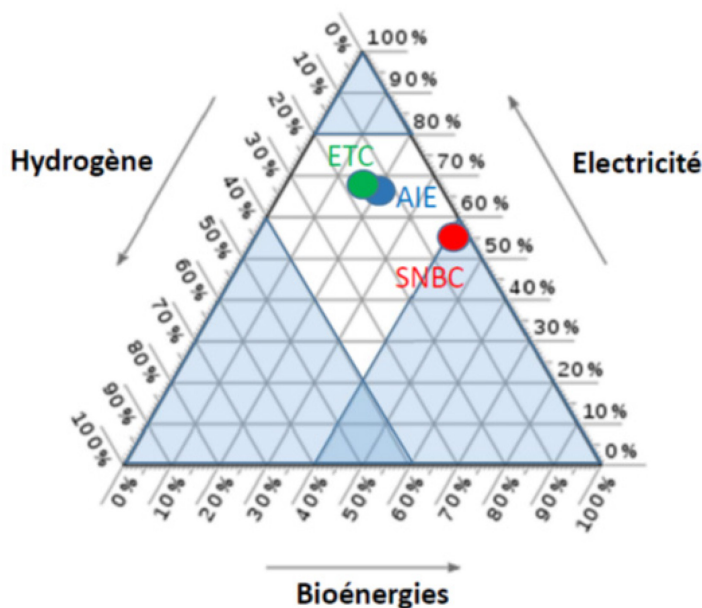
4.1. L'électricité finale, vecteur privilégié de la décarbonation

Les travaux de prospective énergétique modélisée font de plus en plus clairement apparaître la part majeure que doit prendre l'électricité pour atteindre dans la plupart des cas plus de 50 % de la consommation finale d'énergie, à comparer à des valeurs de l'ordre de 25 % aujourd'hui.

¹ Donc un usage moins « noble ».

² En comptant les émissions amont du méthane, selon les chiffres de la base carbone de l'Ademe.

Graphique 1 – Part des vecteurs électricité, hydrogène et bioénergies dans la consommation finale, selon trois scénarios de neutralité carbone en 2050



Lecture : les scénarios de neutralité carbone en 2050 sont celui de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), celui de l'« Energy transitions commission » (ETC), tous deux à l'échelle mondiale, et enfin celui de la SNBC pour la France. Dans le scénario de l'AIE, par exemple, l'électricité, l'hydrogène et les bioénergies pèseraient respectivement à hauteur de 65 %, 15 % et 20 % dans la consommation finale en 2050.

Note : dans ce diagramme ternaire, on normalise la somme électricité + bioénergies + hydrogène à 100 %, en excluant certains termes (ce qu'il subsiste de consommations finales d'énergies fossiles, l'énergie solaire thermique, etc.). La part d'un vecteur apparaît donc, dans ce graphique, plus élevée qu'elle ne le serait sur l'ensemble de l'énergie finale.

Source : P. Criqui

Au-delà de ce diagnostic, la détermination précise du vecteur à privilégier pour certains usages – ou du moins la manière dont doit être posée la comparaison entre vecteurs – ne fait pas encore consensus. En effet, ces débats adviennent dans le contexte radicalement nouveau résultant d'un changement de paradigme : la recherche de la neutralité carbone implique une réduction drastique des émissions dans tous les secteurs, même les plus difficiles. Le changement de paradigme tient également à la confirmation de la capacité des technologies dites « granulaires » – comme le photovoltaïque, l'éolien, les batteries, les électrolyseurs – à être produites à très grande échelle et en profitant d'effets massifs d'apprentissage et de série¹.

¹ Voir notamment les travaux de l'International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) : Wilson C., Grubler A., Bento N., Healey S., De Stercke S. et Zimm C. (2020), « Granular technologies to accelerate decarbonization », *Science*, vol. 368(6486), p. 36-39.

4.2. Des frontières entre vecteurs non encore stabilisées

Les transports terrestres à longue distance constituent un exemple identifiable de domaine « *hard to abate* ». Toutes les voies techniques envisageables pour leur décarbonation présentent des inconvénients significatifs, mais de nature très diverse :

- la batterie se heurte à des limites en termes de densité d'énergie massique¹, donc d'autonomie des véhicules, et, pour la charge rapide, de puissance des infrastructures nécessaires ;
- l'électrification directe des infrastructures de transport, notamment les autoroutes, par rails ou par caténaires, constitue des projets de très grande ampleur² ;
- si on envisage le recours à des carburants liquides, le gisement potentiel de biocarburants est limité, et les impacts sur les systèmes agro-alimentaires et sur les milieux naturels peuvent être massifs. Quant aux e-fuels, carburants liquides dérivés de l'hydrogène, ils ne sont pas soumis à cette limitation, mais ils ont des coûts particulièrement élevés ;
- pour l'hydrogène utilisé directement, les limites peuvent provenir de la forte complexité des véhicules et de l'infrastructure associée (compression et réservoirs à 350 ou 700 bars, pile à combustible requérant un bon niveau de pureté de l'hydrogène, nécessité en général d'une hybridation par batteries) ;
- de même, si l'hydrogène est produit par électrolyse, le faible rendement de la chaîne de transformations, depuis l'électricité initiale jusqu'aux roues du véhicule, entraîne une consommation d'électricité trois fois supérieure environ à celle d'un véhicule électrique à batteries équivalent³.

Il s'agit là d'inconvénients non directement comparables les uns aux autres, et dont l'anticipation prospective est difficile. Paradoxalement, les voies techniques en début de déploiement peuvent voir leurs limites mieux identifiées... et éventuellement surestimées. Ainsi, l'autonomie limitée des voitures électriques actuelles ne doit pas conduire à ignorer que les performances des batteries permettent d'entrevoir la possibilité d'une électrification des transports terrestres jusqu'aux poids lourds opérant sur de longues distances. Dans

¹ On entend parfois que ce sont les transports « lourds » qui seraient inaccessibles aux batteries. En fait, une plus forte masse à déplacer requiert en général plus d'énergie, mais elle permet aussi d'embarquer une plus forte masse de batteries – comme le démontrent par exemple les nombreux ferrys à batteries en service dans les pays nordiques. C'est donc bien la distance à parcourir sans recharge qui constitue la véritable limite – variable selon les véhicules et usages – de l'électrification par batterie.

² Bien entendu, cette voie et la précédente peuvent être combinées en recherchant une optimisation du système – notamment pour les voies ferrées qui ne sont pas déjà électrifiées.

³ Voir par exemple la [fiche technique de l'Ademe sur le rendement de la chaîne hydrogène](#).

la compétition inter-technologies, les incertitudes portant sur de tels développements affectent évidemment l'identification du domaine de pertinence de l'hydrogène.

Par ailleurs, un autre débouché régulièrement mis en avant pour l'hydrogène serait son usage comme source de chaleur haute température dans l'industrie. Là aussi, de nombreuses technologies d'électrification directe de la chaleur industrielle existent : chauffage par effet Joule, par induction, etc.¹. La difficulté du débat tient à ce que ces technologies, quoique relativement simples, sont aujourd'hui moins développées que les procédés reposant sur les combustibles. En effet, avant le changement de paradigme associé à la neutralité carbone, les sources d'énergie les plus abondantes étaient des combustibles, si bien que le mégawattheure électrique, souvent obtenu à partir de ces derniers, est aujourd'hui généralement plus coûteux que le mégawattheure de combustible. Les effets de « dépendance au sentier » (*path-dependency*) sont donc également à prendre en compte.

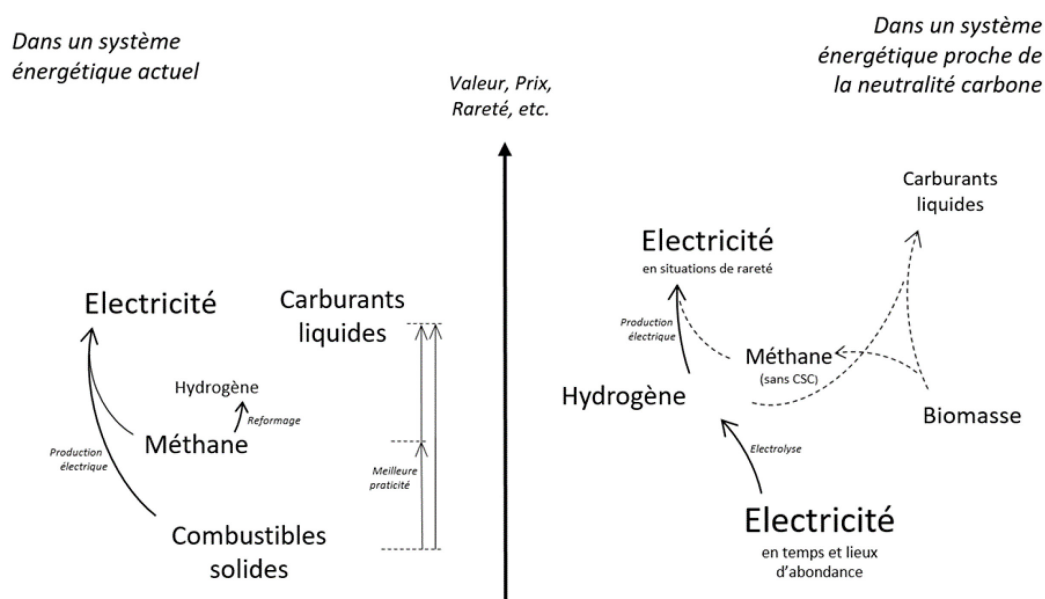
La difficulté de déterminer les frontières de pertinence de l'hydrogène s'applique aussi à l'équilibrage d'un système électrique à forte proportion de photovoltaïque. Ce service d'équilibrage pourrait être assuré non uniquement par l'hydrogène, mais aussi par des technologies de la classe des « batteries Carnot », c'est-à-dire des dispositifs thermodynamiques de stockage d'électricité sous forme de chaleur – au prix d'une importante perte d'énergie par rendement. Ces dispositifs ne sont aujourd'hui pas développés, en raison de leur faible rendement. Mais dans un contexte de neutralité carbone et de forte pertinence, dans certaines géographies, de la production électrique photovoltaïque, il n'est pas impossible qu'ils se révèlent moins coûteux que le passage par l'hydrogène.

4.3. La nécessité de raisonner « en système transformé »

Ainsi, le changement de paradigme qu'entraîne l'objectif de neutralité carbone, les nouvelles perspectives technologiques et le contexte des plans de relance faisant suite à la crise du Covid créent des opportunités mais aussi une incertitude forte sur les perspectives de l'hydrogène. Cette incertitude est fondamentalement liée à son rôle comme vecteur décarboné essentiel dans les secteurs « *hard-to-abate* ». Son très large déploiement ne fait donc sens que si le système énergétique se dirige effectivement vers une décarbonation profonde. En conséquence, l'examen de chaque voie de production ou d'usage de l'hydrogène ne peut être conduit qu'en raisonnant au sein d'un système énergétique préalablement transformé – ou tout du moins en cours de transformation – vers la neutralité carbone.

¹ Ces technologies n'ont donc pas l'avantage du rendement des pompes à chaleur.

Graphique 2 – Représentation stylisée de la position relative des différents vecteurs énergétiques



Note : plus un vecteur est placé haut, plus il est difficilement accessible, ou recherché, ou dirigé vers les usages finaux à plus forte rareté. Les flèches indiquent les principaux processus industriels ou raisons qui déterminent le positionnement relatif des vecteurs.

Source : France Stratégie

Cependant les incertitudes sur la configuration de ces systèmes énergétiques décarbonés se répercutent sur les domaines de pertinence de l'hydrogène, à différents horizons de temps. C'est ainsi que, par exemple, l'institut Bruegel met en avant une fourchette d'incertitude, pour la consommation européenne d'hydrogène en 2050, variant d'un facteur de 1 à 7¹. L'importance des incertitudes peut conduire à adopter pour l'hydrogène des approches de développement « sans regret »². Cela consiste à identifier et à déployer en premier lieu les usages pour lesquels l'hydrogène est manifestement la seule ou la principale voie de décarbonation disponible. Parmi ces usages « sans regrets » figurent notamment les différents usages spécifiques de l'hydrogène, y compris sous forme d'ammoniac, et la réduction du minerai de fer.

Dans cet esprit, pour évaluer les coûts d'abattement, on se place ici en premier lieu dans le cadre de la substitution à de l'hydrogène matière, et en second lieu seulement dans le cadre d'un usage énergétique de l'hydrogène. Il reste alors à mettre ces catégories d'usages en regard des voies de production de l'hydrogène.

¹ McWilliams et Zachmann G. (2021), « [Navigating through hydrogen](#) », *Policy Contribution*, n° 08/21, Bruegel, avril. L'estimation basse est de 295 TWh, l'estimation haute de 2080 TWh.

² Proposées notamment [par l'Agora Energiewende](#).



CHAPITRE 2

LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE, HORS ÉLECTROLYSE

Les technologies de production de l'hydrogène sont multiples. Il importe de bien distinguer les différentes voies de production possibles, auxquelles est souvent attachée une couleur caractéristique.

Tableau 1 – Typologie possible des principales voies de production de l'hydrogène, carboné (noir et gris) ou décarboné

Intrant	Procédé	Couleur
Charbons, pétroles	Gazéification, etc.	Noir
Gaz naturel	Reformage du méthane	Gris
Gaz naturel	Reformage, avec CSC	Bleu
Gaz naturel	Pyrolyse du méthane	Turquoise
Électricité renouvelable	Électrolyse de l'eau	Vert
Électricité nucléaire	Électrolyse de l'eau	Violet
Mix électrique décarboné	Électrolyse de l'eau	Arc-en-ciel ?
Rayonnement solaire Chaleur nucléaire	Thermolyse de l'eau Photocatalyse Thermolyse de l'eau	<i>Maturité très lointaine</i>

CSC : Capture et stockage (géologique et définitif) du carbone.

Source : *commission Criqui*

1. Les options de référence

On considèrera trois grandes options de référence, selon le contexte et le produit auquel l'hydrogène se substitue.

Tableau 2 – Les trois options de référence

<i>L'hydrogène décarboné se substitue...</i>	<i>Selon une logique de...</i>	Appellation
... à de l'hydrogène gris	... remplacement des installations de production existantes à leur fin de vie	Au renouvellement
	... remplacement accéléré des installations de production existantes	Avec CAPEX échoués
... en tant que combustible, à du méthane fossile	... création de nouvelles capacités de production et de nouveaux usages	Usage combustible

Source : commission Criqui

Ainsi dans la première grande application, consistant à examiner le cas d'un hydrogène décarboné se substituant à un usage spécifique de l'hydrogène, on peut distinguer deux cas de figure :

- L'option de référence dite « *substitution au renouvellement* » correspond à l'analyse socioéconomique d'une situation où, même en l'absence de mise en place de CCS, un investissement dans des capacités de vaporeformage aurait été fait, que ce soit pour renouveler des installations anciennes, ou pour augmenter les capacités de production.
- L'option de référence « *avec CAPEX échoués* » permet d'explorer un contexte de transition énergétique rapide, dans lequel on substituerait de l'hydrogène décarboné à une production préexistante d'hydrogène gris dont les installations n'appelaient pas immédiatement de nouveaux investissements et seraient donc prématurément déclassées.

L'autre grande voie de valorisation, qui fournit le troisième cas de figure, consiste en l'usage de l'hydrogène décarboné comme combustible. On considèrera alors que l'hydrogène se substitue à du méthane fossile, qui est le combustible gazeux de référence du système énergétique actuel. Ce cas de figure correspond donc, par exemple, à l'usage d'hydrogène décarboné pour la chaleur industrielle, ou pour fournir de l'électricité en périodes de pointes. Il ne couvre cependant pas automatiquement tous les usages énergétiques possibles de l'hydrogène.

La première des trois options de référence correspond à un horizon d'investissement déterminé par les cycles industriels préexistants ; tandis que dans les deuxième et troisième options de référence, la décision d'investissement est déclenchée par la volonté de décarbonation. En conséquence, on applique dans le premier cas la « formule 1 »¹ du chapitre méthodologique, et dans les deux suivants la « formule 3 »². La première option de référence (« au renouvellement ») fournira ainsi le niveau de valeur de l'action pour le climat (VAC) marquant, selon une perspective d'évaluation socioéconomique, le début de pertinence de la voie d'hydrogène bas carbone examinée ; tandis que la deuxième option de référence (« avec CAPEX échoués ») fournira le niveau de VAC au-delà duquel il conviendrait, en théorie, d'avoir achevé l'application de cette voie à la production d'hydrogène pour des usages spécifiques.

1.1. Le reformage de méthane fossile : l'hydrogène « gris »

Pour construire les deux premières options de référence, on considère le reformage de gaz fossile, qui, le plus souvent par la voie SMR (*steam methane reforming*), est de fait aujourd'hui la méthode de production d'hydrogène dominante dans le monde³ et plus encore en Europe⁴. Il s'agit donc d'un processus industriel établi et mature. Il présente la caractéristique de nécessiter, pour les coûts rapportés ci-après, des installations centralisées de taille très significative, ce qui reste toutefois compatible avec la majorité des usages actuels de l'hydrogène : production d'ammoniac, de méthanol, désulfuration des carburants fossiles. Seuls les usages spécifiques dans l'industrie diffuse⁵ ne peuvent pas accéder à ces coûts.

Pour le reformage du méthane, l'AIE n'envisage d'hypothèse de progrès notable ni dans les rendements, ni dans les coûts. Nous retenons donc les caractéristiques suivantes (voir Tableau 3 page suivante).

¹ La « formule 1 » effectue le ratio entre les coûts du projet, actualisés à la date de l'investissement, et les abattements d'émissions, non actualisés, qu'il permettra sur son cycle de vie. Voir Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport, France Stratégie, juin.

² La « formule 3 » revient à calculer, sur une année de fonctionnement du projet, le ratio entre les coûts annualisés du projet et l'abattement d'émissions annuel.

³ 49 % – chiffre rapporté par l'Académie des technologies (AdT), *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*, 2020.

⁴ 94 % en France d'après le « plan Hulot » (*Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, 2018). Ce chiffre est à comprendre hors comptabilisation de l'hydrogène sous-produit de processus industriels.

⁵ Estimés par le « plan Hulot », plan hydrogène de 2018, à 200kt/an, soit 20 % de la consommation française hors auto-production des processus de raffinage, pour des industries dans les domaines de la verrerie, de l'agroalimentaire, de la métallurgie, de l'électronique.

Tableau 3 – Caractéristiques techniques du vaporeformage

Rendement énergétique	76 %	PCI sur PCI
Facteur d'émissions	9,9 kgCO₂/kgH₂	Amont gazier inclus
soit	253 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS	Idem

PCI : Pouvoir calorifique inférieur ; PCS : Pouvoir calorifique supérieur.

Source : le rendement est issu de l'AIE (*The Future of Hydrogen*, 2019, et son *Assumptions annex*) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe¹

Tableau 4 – Coûts du vaporeformage, issus de l'AIE (2019)

CAPEX	840 €/kWh ₂ PCI
OPEX fixes	4,7 %/an des CAPEX
Durée de vie	25 ans
Disponibilité	95%
Coût complet, gaz bas	1,1 €/kgH₂
Coût complet, gaz haut	2,1 €/kgH₂

Note : les coûts complets donnés aux deux dernières lignes sont des coûts socio-économiques annualisés, découlant des hypothèses rappelées en introduction.

Source : AIE, *The Future of Hydrogen* (2019)

1.2. La référence méthane énergie

En première approche, c'est-à-dire en négligeant les coûts de réseau et de l'installation de combustion, la substitution d'un usage de méthane-énergie par de l'hydrogène peut être caractérisée de la manière suivante.

Tableau 5 – Émissions et coûts évités par l'usage d'hydrogène en combustion, en substitution à du méthane fossile.

Émissions brutes évitées	7,6 kgCO₂/kgH₂
Coût brut évité, gaz bas	0,56 €/kgH₂
Coût brut évité, gaz haut	1,30 €/kgH₂

Source : AIE, *The Future of Hydrogen* (2019), et facteurs d'émissions de l'Ademe

¹ 17 % des émissions proviennent de l'amont du gaz, et 83 % de ses émissions directes, sur site. L'estimation des émissions amont, effectuée en lien avec l'industrie, comporte des incertitudes et pourrait être légèrement optimiste.

La moindre économie d'émissions permise par cette configuration, en comparaison de la configuration « usages spécifiques » (substitution à de l'hydrogène « gris »), s'explique par ce qu'elle n'évite pas les pertes de la conversion du méthane en hydrogène.

2. Reformage avec capture et stockage du CO₂ : l'hydrogène « bleu »

La production d'hydrogène « bleu » consiste à associer, à la production d'hydrogène de reformage « gris », un dispositif de captage et stockage géologique du CO₂ (CSC). Il importe que le CO₂ capté soit stocké, et non réutilisé (CCU), car il y aurait alors, en bout de chaîne, réémission de ce CO₂, et on ne serait pas dans une configuration de décarbonation profonde.

La voie « bleue » peut, comme la production d'hydrogène « gris », passer par deux techniques distinctes¹ : le vaporeformage (SMR) et le reformage auto-thermique (ATR). Dans la voie SMR, les deux tiers environ du méthane sont utilisés comme matière première, tandis que le tiers restant est brûlé pour apporter l'énergie nécessaire au processus. Dans la voie ATR, la réaction est exothermique, si bien que l'ensemble du méthane sert de matière première – mais la consommation de méthane reste à peu près équivalente, car la stœchiométrie de la réaction réclame 4 moles de méthane là où la réaction de vaporeformage en réclame 3².

Il se trouve qu'en pratique, la voie SMR apparaît en général légèrement plus économique que la voie ATR, pour la production d'hydrogène « gris ». Cependant, les premiers projets de production massive d'hydrogène « bleu », en bordure de Mer du Nord pour profiter des stockages de CO₂ en gisements d'hydrocarbures et en aquifères salins, font apparaître que cet équilibre serait inversé, la voie ATR ressortant comme plus performante pour l'hydrogène « bleu ». Ceci s'explique par la difficulté à capter, pour la voie SMR, le flux de CO₂ issu de la chaudière, qui est nettement moins concentré. D'autres solutions sont par ailleurs possibles, par SMR, ou bien en renonçant à capter le flux de chauffage, ou bien en le décarbonant, potentiellement par électrification directe.

Ce dernier cas, le vaporeformage de méthane chauffé à l'électricité et associé à la capture et stockage du CO₂ de procédé, est détaillé notamment par les travaux de Sebastian Wissmann, en lien avec l'entreprise Haldor Topsoe. Au vu de ses consommations de méthane et d'électricité, il peut s'analyser comme une forme de moyenne pondérée de l'hydrogène « tout bleu » et de l'hydrogène d'électrolyse (voir ci-après, sections 3 et 4).

¹ Et parfois utilisées en combinaison, sur certains sites.

² SMR : $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ATR : $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow 3 \text{H}_2 + \text{CO}_2$

Sous réserve d'atteindre effectivement les CAPEX faibles que sa compacité rend a priori possibles, il pourrait être une solution pertinente dans tout contexte où à la fois l'hydrogène bleu et l'hydrogène d'électrolyse seraient jugés pertinents.

On considérera ici que les deux voies SMR et ATR ont des caractéristiques globales très proches, que ce soit avec ou sans capture du CO₂, si bien qu'on peut les considérer indifféremment. La concentration élevée du CO₂ issu de la production d'hydrogène « bleu » place celle-ci parmi les procédés industriels pour lesquels le captage du CO₂ est le moins coûteux¹. Ceci permet de considérer ici cette voie, même si la SNBC actuelle n'envisage le CSC qu'« avec prudence », à savoir à hauteur de 15 MtCO₂/an en 2050, dont 5 de carbone fossile issu d'industries et 10 de carbone biosourcé, qui correspondraient donc à autant d'émissions négatives.

L'ajout du captage et stockage géologique de carbone aux procédés de reformage du méthane augmente la consommation de gaz de 10 %, et le CAPEX de moitié environ². Pour le calcul, on suppose ici que 90 % du CO₂ produit sur site est capté et séquestré. Les émissions³ de ce mode de production de l'hydrogène se décomposent alors entre les émissions de l'amont du gaz, qui, d'après les valeurs de la base carbone de l'Ademe, contribuent alors aux deux tiers du total, et les 10 % d'émissions directes non séquestrées, qui contribuent à hauteur d'un tiers.

Tableau 6 – Hypothèse de facteur d'émission pour l'hydrogène bleu

Facteur d'émissions	2,8 kgCO₂/kgH₂
soit	71 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS
Profondeur d'abattement	- 72 %

Source : le rendement est issu de l'AIE (The Future of Hydrogen, 2019, et son Assumptions annex) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe et à l'hypothèse de taux de captage du CO₂

2.1. Prise en compte des émissions résiduelles

Les émissions résiduelles, rapportées à celles du processus de référence, ne sont pas négligeables, puisqu'elles en représentent 28 %. Ainsi le vaporeformage avec CSC

¹ Voir par exemple l'avis technique de l'Ademe (2020), « [Captage et stockage géologique de CO₂ en France. Le CSC, un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles](#) », 44 p.

² Ce surcroît de CAPEX est supposé décroître fortement avec le temps, d'après les projections de l'AIE. La valeur de +50 % de CAPEX rapporté ici correspond au point de passage en 2030, toujours d'après ces projections.

³ Les chiffres donnés ici sont fondés sur les potentiels de réchauffement global à 100 ans. On ne suit donc pas les propositions de calcul reposant sur des métriques plus court-termistes.

n'atteint pas automatiquement des seuils exigeants en matière d'émissions résiduelles¹. La réduction des fuites de méthane (en amont) et celle de la fraction du CO₂ non définitivement stockée (en aval) sont donc des enjeux importants. En cas de développements industriels, ces deux paramètres devraient être évalués et optimisés avec attention.

2.2. Un coût de la CSC incertain

L'incertitude quant aux coûts de la voie SMR+CSC tient principalement aux coûts du transport et stockage du CO₂. Comme le met en avant l'avis technique de l'Ademe, des volumes importants sont nécessaires pour limiter les coûts, notamment ceux de l'infrastructure de transport du CO₂, qu'elle soit terrestre (pipelines) ou maritime (pipelines, ou navires et leurs terminaux). L'incertitude sur les coûts tient aussi aux questions d'acceptabilité, puisque les solutions de stockage terrestre sont les moins chères.

En France, si l'on suppose une faible acceptabilité des stockages terrestres nouveaux (hypothèse qui serait néanmoins à vérifier), restent deux cas de figure principaux : le cas particulier du site de Lacq, qui présente un potentiel de stockage mais est éloigné des bassins industriels majeurs ; et le cas d'émissions captées en Hauts-de-France ou Normandie, et exportées vers des sites de stockage de la Mer du Nord. Les coûts de cette configuration dépendront fortement du développement d'un système ad hoc, avec le cas échéant réutilisation de parties de l'actuelle infrastructure gazière et pétrolière par les pays concernés, notamment les Pays-Bas.

L'AIE retient, dans son rapport sur l'hydrogène mentionné ci-dessus, un coût de transport et stockage de **20 \$/tCO₂**. Il ne s'agit toutefois que d'un coût valable dans les contextes géographiques les plus favorables. Puisque le contexte européen implique plus vraisemblablement un stockage en mer après transport, nous supposons un coût de **50 €/tCO₂** pour le stockage. Il est à prendre comme un ordre de grandeur du coût pouvant être atteint par une infrastructure de grande échelle, utilisée à plein sur toute sa durée d'amortissement.

2.3. Résultats pour le vaporeformage avec CSC

Les coûts complets de production d'hydrogène par vaporeformage avec CSC sont alors les suivants.

¹ Pour mémoire, le seuil de la taxonomie de l'UE avait d'abord été proposé à 2,26 kgCO₂/kgH₂, et est désormais fixé à 3,0 kgCO₂/kgH₂.

Tableau 7 – Coûts socioéconomiques annualisés de la production d'hydrogène, par vaporeformage avec CCS

€/kgH ₂	Gaz bas	Gaz haut
2020	1,8	2,9
2030	1,7	2,8
Long terme	1,7	2,8

Note : coûts donnés en fonction de la date de l'investissement, d'après la trajectoire proposée par l'AIE concernant le coût des installations de production, et avec une hypothèse de stockage du CO₂ au coût de 50 €/t.

Source : commission Criqui

Pour calculer les coûts d'abattement associés, on retient ensuite les coûts donnés par l'AIE pour un investissement effectué en 2030. On obtient les résultats suivants.

Tableau 8 – Coûts d'abattement associés à l'hydrogène « bleu »

€/tCO ₂	Gaz bas	Gaz haut
Au renouvellement	80	90
Avec CAPEX échoués	110	130
Usage combustible	240	310

Source : commission Criqui

Toutes ces valeurs sont inférieures à la VAC, dès aujourd'hui, là où l'hydrogène, du fait d'usages spécifiques, constitue d'ores et déjà un point de passage obligé : production d'ammoniac, de méthanol et désulfuration des carburants (ce qui correspond aux références « au renouvellement » et « avec CAPEX échoués»). **Le vaporeformage avec CCS ressort donc du calcul socioéconomique comme une technologie à mobiliser dès aujourd'hui.** L'intérêt de le mobiliser pour produire de l'hydrogène à usage purement énergétique¹, là où la solution « fossile » disponible passe par le gaz naturel, apparaît un peu plus éloigné, tout en restant atteint avant 2040.

Ces conclusions apparaissent relativement robustes à l'hypothèse retenue quant au coût du stockage de CO₂ :

- même en retenant un coût de stockage du CO₂ à 100 €/t, les coûts d'abattement en configurations « usages spécifiques » restent inférieurs à 180 €/tCO₂ ;

¹ Par opposition aux usages spécifiques.

- même en supposant ce coût divisé par deux, le coût d'abattement en configuration « *usage combustible* » dépasse 200 €/tCO₂¹.

Ces résultats sont également robustes au prix du gaz – le calcul compare en effet une solution de référence et une solution de décarbonation qui mobilisent toutes deux du gaz, dans des quantités qui ne diffèrent que modérément. En revanche, ceci ne supprime pas **l'interrogation sur la disponibilité du gaz, pour la durée de vie de l'installation, et sur la sécurisation de son approvisionnement.**

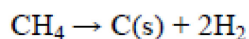
3. Les autres voies non électrolytiques

3.1. Production d'hydrogène à partir du charbon : l'hydrogène « noir »

La production à partir de charbon, avec ou sans CSC, peut être décrite par raccourci comme similaire à celle à partir du gaz, à ceci près que les émissions de CO₂, ou les quantités à stocker, sont à peu près deux fois supérieures, alors que les coûts de la matière première sont significativement plus faibles. L'AIE identifie donc la production à base de charbon avec CSC comme une filière envisageable pour les pays à fortes ressources charbonnières, mais sans ressources en gaz. La Chine et l'Inde notamment sont dans ce cas. Il s'agit également d'une voie dont le développement est envisagé pour alimenter le Japon depuis l'Australie². Ces conditions ne s'appliquant pas à la France, nous ne détaillons pas ces voies.

3.2. La pyrolyse de méthane : l'hydrogène « turquoise »

La pyrolyse de méthane (« *methane splitting* ») consiste à séparer le CH₄ en dihydrogène d'une part, et en noir de carbone (carbone solide, noté C(s)), d'autre part. La réaction correspondante, qui nécessite des températures élevées, est³ :



¹ En d'autres termes, le plus fort déterminant du coût d'abattement, pour les usages de l'hydrogène bleu comme combustible, tient non aux coûts du stockage de CO₂, mais aux coûts et à la perte de rendement de la conversion supplémentaire qu'implique le recours à l'hydrogène pour des usages que de simples combustibles sont capables d'assurer.

² Voir par exemple *Financial Times* (2020), « Will Australia's 'hydrogen road' to Japan cut emissions? », 20 novembre.

³ Comme rapporté par exemple par : OSTI (2017), *An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products*, US Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, novembre, 73 p.

Ainsi, dans la pyrolyse de méthane, tous les atomes d'hydrogène viennent du méthane, tandis que dans le reformage du méthane, la moitié (vaporeformage) ou un tiers (reformage autothermique) des atomes d'hydrogène est apportée par de l'eau. En conséquence, la consommation de méthane de la voie « turquoise » est nécessairement d'au moins une demi-mole par mole de dihydrogène, soit **62 kWh CH₄ PCS /kgH₂**, ce qui correspond à un rendement de 60 %, PCI sur PCI. Ces chiffres, qui ne tiennent pas compte de la chaleur haute température à ajouter au processus, sont donc moins favorables que ceux relatifs au reformage de méthane, même avec CCS (54 kWh /kgH₂; rendement PCI sur PCI de 69 %). Quant à l'enthalpie de réaction, c'est-à-dire la quantité minimale d'énergie thermique à apporter pour que la réaction puisse avoir lieu¹, elle correspondrait à consommer 13 % du flux d'hydrogène sortant, compté en PCS.

La voie de pyrolyse du méthane la plus mentionnée est celle des torches plasma, aujourd'hui parvenue au stade des démonstrateurs industriels. L'apport de chaleur y est assuré sous forme d'électricité. L'AIE (2019, *op. cit.*) indique simplement que la consommation électrique est divisée par 3 à 5 relativement à l'électrolyse (voir chapitre 3, § 1), pour une même production d'hydrogène. Cette consommation d'électricité n'est pas négligeable : en retenant une consommation 4 fois inférieure à l'électrolyse PEM ou alcaline, un contenu carbone de l'électricité de $4 \times 185 = 740$ g/kWh annulerait à lui seul l'intérêt climatique du procédé (voir chapitre 3, § 2). Ainsi, assurer l'approvisionnement du processus en électricité par une TAG-CC² au gaz fossile annulerait plus de la moitié de son intérêt climatique. Alternativement, on pourrait intégrer la consommation électrique au calcul en supposant qu'une part du flux d'hydrogène est prélevé pour produire l'électricité du processus. Le calcul donne alors que la quasi-totalité, si ce n'est plus, de l'hydrogène produit, doit être auto-consommé !

Ainsi, en considérant cette technologie sous l'angle de l'hydrogène uniquement, et avant même de calculer l'impact du CAPEX sur les coûts d'abattement, il apparaît que la pyrolyse du méthane se situe défavorablement relativement au vaporeformage avec CSC : en comparaison, elle consomme tout à la fois davantage de méthane et davantage d'électricité. Aussi, **cette voie n'apparaîtrait socioéconomiquement opportune que si elle atteignait des CAPEX extrêmement bas, et dans un contexte où la CSC poserait des difficultés majeures, alors même que l'importation de gaz fossile pour la production d'hydrogène décarboné resterait admis.**

Cette conclusion provisoire ne tient toutefois pas compte de la valorisation éventuelle du « noir de carbone », qui pourrait changer l'équilibre si elle devenait une motivation majeure du processus. Un tel scénario ne justifierait cependant qu'un rôle limité pour la pyrolyse de

¹ Ici, 74,8 kJ/mol.

² Turbine à gaz à cycle combiné – il s'agit du mode de conversion du gaz en électricité le plus efficace.

méthane. L'AIE considère en effet une consommation mondiale de noir de carbone de 12 Mt/an, soit la co-production associée à 4 Mt/an d'hydrogène, chiffre à rapporter à une consommation mondiale d'environ 70 Mt/an, sans même compter les nouveaux usages de l'hydrogène.

3.3. La dissociation non électrolytique de l'eau

Outre l'électrolyse, la dissociation de l'eau en hydrogène et oxygène pourrait théoriquement être effectuée :

- en apportant toute l'énergie sous forme de chaleur (thermolyse de l'eau). Les températures requises, de l'ordre du millier de degrés au minimum, limitent les solutions à des filières avancées de solaire à concentration ou de nucléaire¹, et rendent les éventuelles applications extrêmement lointaines ;
- par voie photocatalytique, c'est-à-dire par photosynthèse artificielle. Là aussi, d'éventuels développements paraissent extrêmement lointains.

En conséquence, il n'est pas possible de produire des calculs de coûts d'abattement pour ces voies de production. Cependant, il n'est pas exclu qu'elles puissent jouer un rôle significatif à très long terme, ni que des mesures prises aujourd'hui pour permettre leur émergence puissent faire sens.

¹ Les réacteurs à très haute température sont l'une des 6 familles technologiques répertoriées par le Forum international génération IV. A priori, seuls des développements de long terme de cette famille atteindraient les températures requises pour la thermolyse de l'eau.



CHAPITRE 3

L'ÉLECTROLYSE : CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES

L'électrolyse est la voie la plus souvent évoquée dans les nouvelles perspectives de l'hydrogène. Dans le contexte de la neutralité carbone et du développement des renouvelables électriques, elle apparaît comme le moyen de « connecter » les usages des combustibles, notamment pour les transports, à ces sources d'électricité renouvelable. De plus, l'électrolyseur, comme les batteries et le solaire photovoltaïque, constitue une technologie « granulaire » (voir Chapitre 1, § 4.1.). On entend par ce terme une technologie qui repose sur une brique élémentaire de petite taille (ici la cellule d'électrolyse), brique susceptible d'être produite en grandes séries dans des « gigafactories », puis assemblée dans des batteries (au sens générique du mot) de la taille voulue. L'expérience des batteries comme du photovoltaïque souligne combien les effets d'échelle et de série à la production, et donc de prime aux premiers entrants¹, peuvent être massifs, incitant les acteurs industriels à anticiper les développements.

1. Caractéristiques principales des électrolyseurs

L'électrolyse procède à partir de plusieurs filières :

- l'**électrolyse alcaline**, dont l'AIE rappelle qu'elle a été déployée industriellement à partir des années 1920, notamment associée à de l'hydro-électricité, à une époque où l'industrie gazière n'était pas encore développée. Elle a la capacité de suivre les variations de charge de productions électriques intermittentes ;
- la **technologie à membrane (PEM)**, plus récente, mobilisant du platine et convertissant l'électricité un peu moins efficacement, mais encore plus souple d'usage, au point de pouvoir fournir des services systèmes au système électrique ;

¹ « *First-mover advantage* », avantage possible, mais qui ne s'est pas vérifié pour le photovoltaïque, puisque c'est dans un deuxième temps que le marché a été capté par les producteurs chinois.

- **l'électrolyse à haut rendement**, procédant à hautes températures, qui est en phase de prototypes industriels (TRL 6 environ), entre autres en France. Comme son nom l'indique, elle est plus économe en énergie, mais probablement aussi moins flexible, en termes de pilotage de la production.

En première approche, nous considérons ici, d'une part les technologies alcalines et PEM, et d'autre part la technologie à haut rendement, sur la base des caractéristiques suivantes.

Tableau 9 – Consommation électrique et durée de vie des électrolyses alcaline et PEM

Consommation électrique	56 kWhe par kgH ₂	Avant compression
Rendement énergétique	60 %	PCI sur électricité
Durée de vie des piles	90 000 heures	Hypothèse RTE

Source : d'après Ademe (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène », janvier ; et RTE (2020), « La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », janvier

Tableau 10 – Consommation électrique de l'électrolyse à haut rendement

Consommation électrique	42 kWhe/kgH ₂	Avant compression
Rendement énergétique	80%	PCI sur électricité

Source : d'après Butler et al.¹, rapporté par l'Académie des technologies.

Le chiffre de consommation électrique de 56 kWhe/kgH₂ (à rapporter à un contenu énergétique de l'hydrogène de 33 kWh/kg, ce qui correspond donc à un rendement de 60 %), chiffre utilisé ici pour les technologies alcalines et PEM, ne correspond pas au meilleur rendement atteignable, mais davantage au rendement à attendre en pratique, dans un système industriel à coût optimisé. Selon ces hypothèses, les électrolyseurs à haut rendement (80 %) consomment 25 % d'électricité en moins que les deux autres technologies. Dit autrement, ils produisent à ressource donnée un tiers d'hydrogène en plus.

L'AIE donne par ailleurs des projections de fourchettes de rendements, de durée de vie et de coûts pour chacune des trois technologies. Elle envisage aussi une progression des rendements pour les trois technologies.

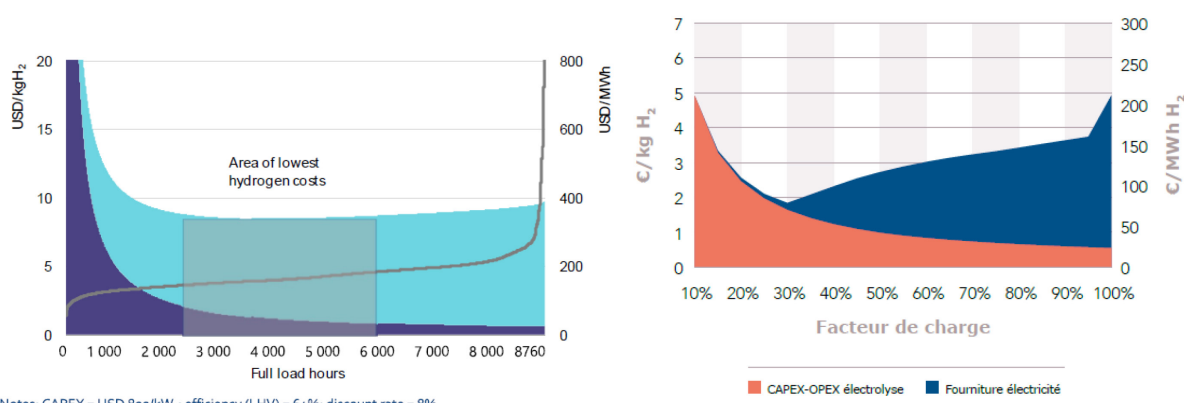
On retient ici une durée de vie des « stacks » de 90 000 heures d'utilisation. Ceci correspond grossièrement à la borne haute des fourchettes données par l'AIE, pour les

¹ Buttler A. et Spliethoff H, « Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, février, p. 2440-2554.

échéances de mise en service en 2020 et 2030, c'est donc une hypothèse nettement favorable. Il s'agit aussi de l'hypothèse retenue par RTE dans son rapport de janvier 2020 sur l'hydrogène. Pour fixer les idées, 90 000 heures correspondent à dix ans de fonctionnement continu, ou encore à 26 ans (soit une durée comparable à la vie d'une installation de production ERV¹) de fonctionnement au taux de charge de 40 % (soit 3 500 heures par an)².

Un paramètre essentiel des coûts de l'hydrogène est alors le facteur de charge de l'électrolyseur. De nombreux travaux font état du compromis à trouver entre faibles facteurs de charge, visant à profiter d'un approvisionnement en électricité bon marché, mais qui augmentent le CAPEX rapporté à la quantité d'hydrogène produit, et forts taux de charge, qui peuvent nécessiter de s'approvisionner en électricité à des moments où celle-ci est plus chère.

Graphique 3 – Illustrations du compromis entre faibles et forts facteurs de charge



Lecture : dans les deux cas, les coûts fixes forment l'hyperbole qui remplit le bas et la gauche des graphiques. À gauche une figure du rapport de l'AIE, valant pour le Japon, avec vraisemblablement des coûts de réseau électrique, d'où une prédominance des coûts d'approvisionnement en électricité. À droite une figure du rapport de RTE, pour 2035 en France, et pour le premier électrolyseur ajouté au système.

Source : AIE, *The Future of Hydrogen (2019)*, et RTE (2020), « *La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035* », *op. cit.*

Toutefois, ces raisonnements sont en général conduits sur le coût du produit hydrogène, en €/kgH₂, et non dans une logique de coûts d'abattement. Pour passer à une vision en coûts d'abattement, nous devons d'abord calculer les réductions d'émissions permises par l'hydrogène électrolytique.

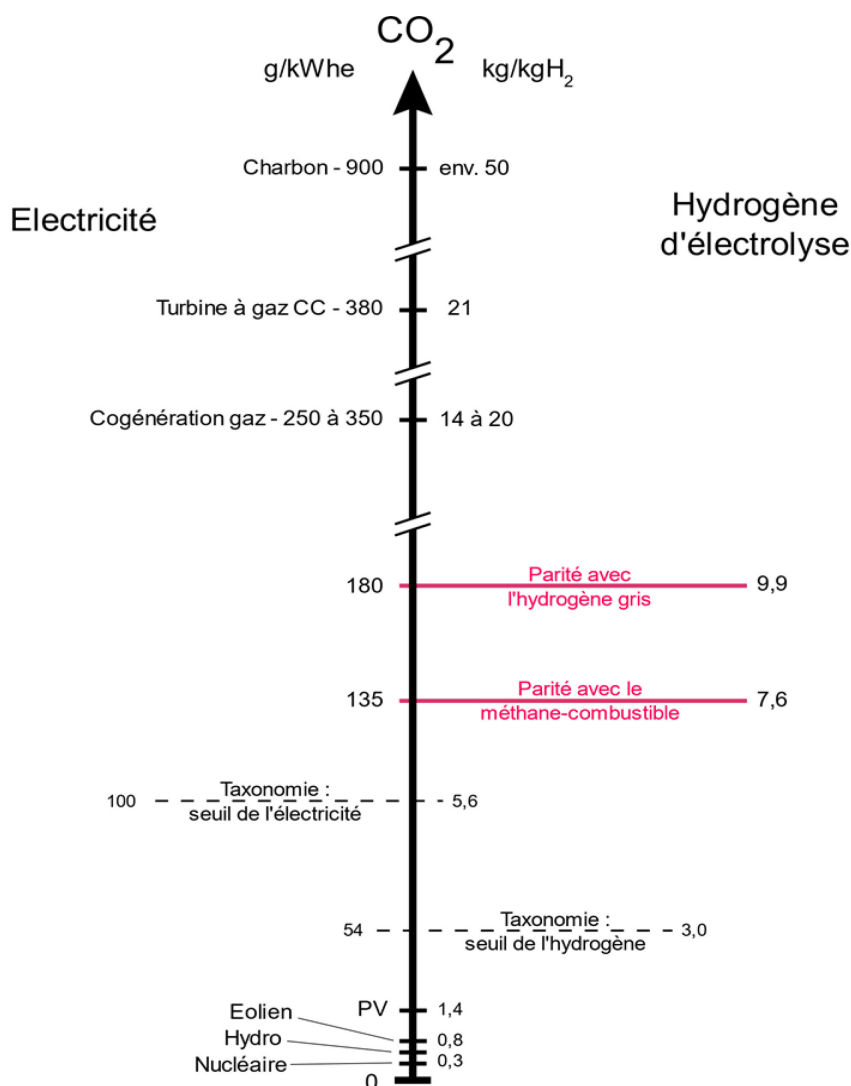
¹ ERV : énergies renouvelables variables, recouvrant principalement l'éolien et le solaire photovoltaïque.

² Taux que la programmation électrique allemande se trouve envisager pour l'horizon 2035 : https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenarioahmen_2035_Genehmigung.pdf

2. Contenu carbone de l'hydrogène d'électrolyse

Le contenu carbone de l'hydrogène électrolytique peut être calculé directement à partir du contenu carbone de l'électricité mobilisée.

Graphique 4 – Correspondance entre contenus carbone de l'électricité et de l'hydrogène électrolytique qu'elle produit, pour les technologies alcaline et PEM



Note : les contenus carbone utilisés sont ceux de la base carbone¹, sauf pour le photovoltaïque, où on a considéré une valeur « prospective » de l'ordre de 25 g/kWh, pour prendre en compte le fait que les revues de littérature fondées sur la compilation d'analyses de cycle de vie de réalisations déjà en service présentent nécessairement un décalage relativement aux performances des réalisations à venir.

Source : commission Criqui

¹ <https://www.bilans-ges.ademe.fr/>

Il apparaît en tout premier lieu que, du fait d'une conversion de l'électricité vers un gaz, à l'inverse des conversions en jeu dans le système énergétique actuel, l'échelle des contenus carbone de l'électricité et celle des contenus carbone de l'hydrogène se retrouvent en décalage : produire de l'hydrogène d'électrolyse à partir de la solution carbonée de référence pour la production d'électricité, à savoir le cycle combiné gaz, entraîne un contenu carbone deux fois plus élevé que le recours à la solution carbonée de référence pour l'hydrogène, à savoir la voie « grise ». De même, une électricité que son contenu carbone place au seuil de la taxonomie de l'UE¹ produit, par électrolyse, un hydrogène relativement peu décarboné : 5,6 kgCO₂/kgH₂, soit -44 % par rapport à l'hydrogène « gris », et presque deux fois la valeur-seuil de la taxonomie pour l'hydrogène². En d'autres termes, **l'obtention d'un hydrogène raisonnablement décarboné, relativement à la solution de référence carbonée, nécessite de disposer d'une électricité profondément décarbonée.**

En conséquence, une électricité fossile sans CSC alimentant un électrolyseur produit un hydrogène plus carboné encore que la solution carbonée de référence. Cela est vrai même pour une électricité de cogénération-gaz³. L'AIE et l'Académie des technologies font le même constat, en signalant que, pour faire sens du point de vue de la décarbonation, des **électrolyseurs alcalins ou PEM ne doivent pas appeler d'électricité au contenu carbone supérieur à 185 gCO₂/kWh** (chiffre correspondant au 180 gCO₂/kWh présenté ci-dessus). On peut ajouter que, pour l'usage-type « combustible » qu'on a identifié, le seuil correspondant s'établit à environ 135 gCO₂/kWh.

Si ce résultat, qui exclut tous les moyens de production fossile, vaut bien sûr pour le contenu carbone moyen de l'électricité, il vaut aussi pour son contenu carbone marginal. En d'autres termes, **il serait absurde de produire de l'hydrogène par électrolyse depuis un système électrique qui, au même instant, mobiliserait un moyen de production fossile, serait-ce une TAG-CC à haut rendement.** L'hydrogène ainsi produit serait en réalité plus de deux fois plus carboné que l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane.

3. L'influence du facteur de charge

Pour poursuivre les calculs, des éléments sur les coûts des électrolyseurs sont nécessaires, y compris dans des configurations supposant des facteurs de charge très différents. Jusqu'à aujourd'hui, les électrolyseurs déployés sur les réseaux fonctionnent

¹ Voir « [Neutralité carbone : la taxonomie européenne en six questions](#) » sur le site Vie publique.

² Alors même que ce dernier seuil a été relevé, relativement à la proposition initiale des experts.

³ Comptée ici selon la clé de répartition électricité-chaleur la plus favorable au produit électricité.

pour la plupart avec des facteurs de charge significatifs. En effet, ils n'ont pas été déployés dans un objectif de décarbonation mais sont justifiés par un besoin identifié : ou bien celui d'un hydrogène à haut niveau de pureté ; ou bien de quantités trop faibles pour permettre une installation de vaporeformage¹ ; ou encore des développements expérimentaux, par exemple de bus ou de poids-lourds à l'hydrogène. De ce fait, les données relatives aux coûts des électrolyseurs ne sont souvent pas exprimées d'une manière qui permet de bien comprendre comment ces coûts se comportent à faibles facteurs de charge.

On peut distinguer deux catégories de coûts des installations d'électrolyse :

- le coût des « stacks » (piles), qui ont une durée de vie limitée, qu'on suppose ici (voir § 1) à 90 000 heures de fonctionnement (soit dix ans de fonctionnement continu). La diffusion des différentes technologies d'électrolyseurs permettra de faire baisser ce coût, notamment à travers les effets de série dans les « gigafactories » de production de ces piles ;
- le coût de l'usine où les piles sont installées : site, traitement de l'eau, installations de contrôle, etc. Ces coûts seront décroissants avec l'expérience industrielle de l'électrolyse. Surtout, ce sont eux qui incitent à déployer l'électrolyse dans des usines de grande taille, permettant des économies d'échelle.

La distinction entre ces deux catégories de coûts confirme le parallèle avec les technologies du photovoltaïque ou des batteries.

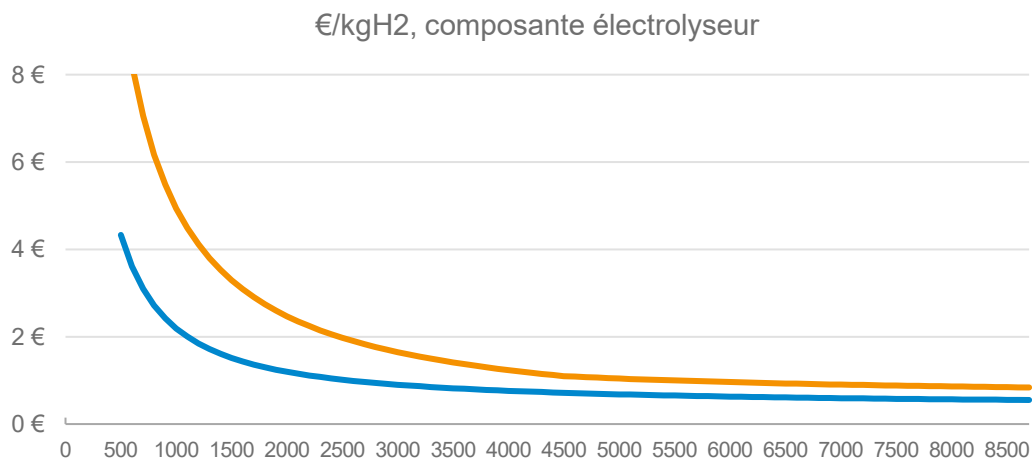
L'AIE fournit des CAPEX et OPEX sans distinction entre piles et usine. RTE fait une distinction entre les CAPEX totaux, de 910 €/kWe en comptant les « coûts d'installation » ; et les coûts de remplacement de la pile², de seulement 210 €/kWe, soit moins d'un quart du total. Dans les deux cas, il est difficile de savoir si les OPEX, exprimés en €/kWe/an, seraient ou non abaissés par une utilisation à faible taux de charge³. RTE suppose de plus que le système n'a qu'une durée de vie de vingt ans. Il en résulte que, pour des facteurs de charge inférieurs à 4 500 heures/an, l'usine arrive en fin de vie avant les piles qu'elle contient. On peut, pour rendre compte de l'impact des différents jeux d'hypothèses, tracer les courbes de coûts correspondantes (Graphique 5).

¹ Dans ce cas, ils se substituent au très coûteux transport d'hydrogène par camion depuis le site de production.

² Intervenant par exemple au bout de vingt ans si on a sollicité l'électrolyseur avec un facteur de charge de 50 %.

³ C'est-à-dire, de savoir si ces OPEX sont fixes ou non.

Graphique 5 – Composante « usine d'électrolyse » du coût socioéconomique de l'hydrogène électrolytique, en fonction du facteur de charge, en heures par an



Note : la courbe bleue est obtenue à partir de l'hypothèse de coûts de l'AIE pour une installation en 2030, en supposant que seule la durée de vie de la pile limite la durée de vie de l'ensemble. Ainsi l'usine produira à terme la même quantité d'hydrogène, mais ce terme est plus éloigné pour les faibles facteurs de charge. Sous ces hypothèses, seul le taux d'actualisation, à 4,5 %, fait augmenter le coût quand le facteur de charge diminue. La courbe orange est obtenue à partir des hypothèses de RTE 2020, et sans prendre en compte de valeur résiduelle quand l'une des deux composantes de coûts expire avant l'autre. La durée de vie de l'usine est limitée à 20 ans. Sous cette hypothèse, appeler l'électrolyseur moins de 4500 h/an est une forme de gâchis, qui se traduit par l'allure hyperbolique de la courbe verte.

Source : *commission Criqui*

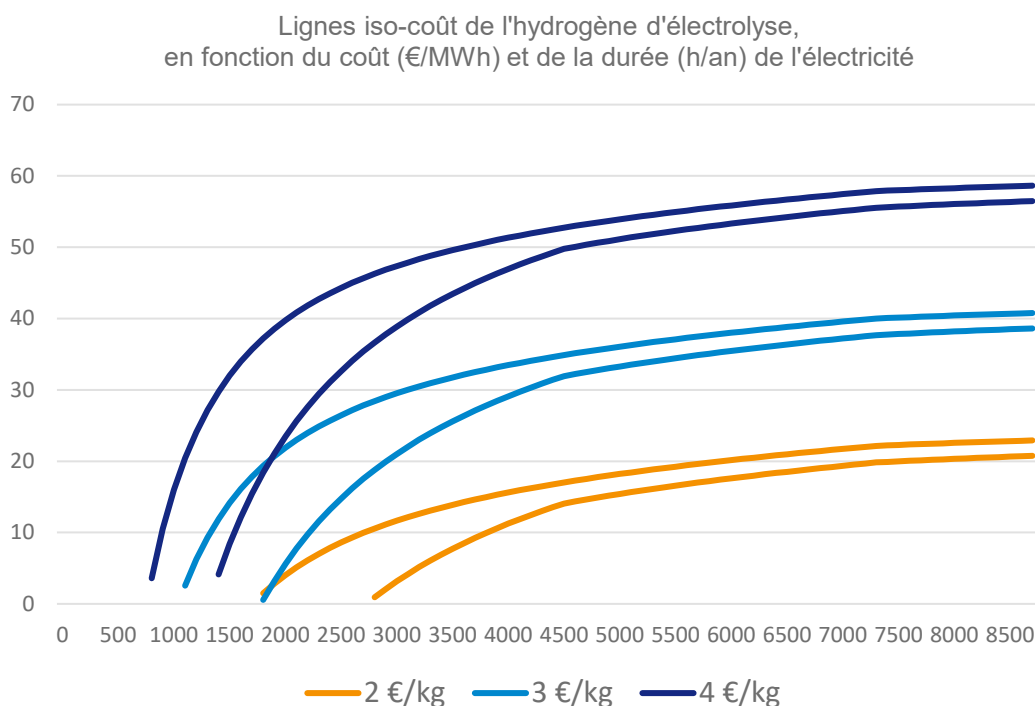
Il apparaît que le choix des jeux d'hypothèses peut avoir un impact majeur pour une électrolyse à faible facteur de charge, alors que la différence est faible à facteur de charge élevé. Pour la suite, on conserve ces deux jeux d'hypothèses, qu'on désignera comme « hypothèse favorable » et « hypothèse défavorable », comme traduisant des visions plus ou moins pessimistes de l'électrolyse à faibles facteurs de charge.

En outre, un objectif ambitieux de baisse de prix des électrolyseurs peut être pris en compte, en considérant un CAPEX total de par exemple 500 \$/kWe. Ceci conduit à des coûts encore moins sensibles à de faibles facteurs de charge. Ici, on ne retient pas, par défaut, une telle hypothèse, pour éviter de faire apparaître des résultats sur l'électrolyse à faible facteur de charge qui seraient en fait dépendants de développements industriels encore incertains. On fera toutefois intervenir cette hypothèse ponctuellement.

Les coûts de stockage de l'hydrogène sont également à prendre en compte. En effet, comme le montre RTE, la production d'hydrogène à partir des excédents du système électrique est très irrégulière dans le temps, et même variable d'une année sur l'autre.

L'AIE indique, pour le stockage en cavité saline, une valeur haute d'environ 0,54 €/kgH₂¹, et RTE a utilisé, pour son rapport de janvier 2020, des valeurs inférieures². L'initiative Hydeal Ambition annonce des coûts descendant à 0,1 €/kg d'hydrogène livré³. On suppose ici des coûts de stockage de 0,3 €/kg d'hydrogène stocké, tout en notant, d'une part, l'incertitude forte sur cette valeur, et d'autre part, que la valeur réelle pourra dépendre grandement du volume et de la localisation des besoins, et de la fréquence des stockages et déstockages. Enfin, on ne tient pas compte des « services système » que les électrolyseurs pourraient apporter. Il ne reste alors, pour passer au coût socioéconomique complet de l'hydrogène, qu'à ajouter le coût de l'électricité mobilisée. Ces hypothèses conduisent aux résultats suivants (Graphique 6).

Graphique 6 – Coût socioéconomique de l'hydrogène, stockage inclus, en fonction du facteur de charge des électrolyseurs et du coût de l'électricité mobilisée



Note : les deux courbes de chaque couleur se réfèrent à deux hypothèses distinctes quant aux coûts de l'électrolyse.

Source : commission Criqui

¹ « Salt caverns [...] typically cost less than USD 0,6/kgH₂ »

² Voir le graphique en p. 53 du rapport RTE (2020), *La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, janvier, 69 p.

³ Mais seule une part de l'hydrogène livré est préalablement stocké.

Il apparaît que disposer d'électricité à très faible coût constitue l'enjeu premier, tandis que la durée de disponibilité de cette électricité devient, au-delà d'un certain seuil, nettement moins déterminante. Il apparaît aussi qu'aucun des moyens de production électrique pouvant être développés en France métropolitaine dans les prochaines décennies (éolien, photovoltaïque, nouveau nucléaire)¹, considéré selon la double entrée facteur de charge / coût annualisé, ne se positionne très favorablement dans ce graphique : si tous sont susceptibles d'atteindre l'iso-ligne 4 €/kg, aucun ne permet, tout au moins à lui seul, et sous les hypothèse de coûts d'électrolyseurs retenues ici, d'accéder à des coûts de production d'hydrogène nettement plus favorables.

4. Préciser les performances technicoéconomiques des électrolyseurs ?

Sans même parler de leurs coûts, **les caractéristiques techniques précises des différentes filières d'électrolyse ne font pas encore l'objet de descriptions consolidées et robustes**. Les sources divergent souvent. Les points qui mériteront d'être documentés comprennent notamment :

- les rendements de différentes technologies d'électrolyse ;
- leur souplesse en suivi de charge : capacité à démarrer la machine et à la porter à son régime nominal en un temps limité, et inversement ; pertes éventuellement occasionnées par ces manœuvres, relativement au rendement nominal ;
- les caractéristiques de durée de vie des piles, dont la longévité est susceptible de dépendre non seulement des durées de fonctionnement, mais éventuellement aussi des arrêts et redémarrages auxquels elles seront soumises ;
- pour l'électrolyse à haut rendement, la prise en compte d'un éventuel besoin de chaleur supplémentaire, sa souplesse de suivi de charge, ainsi que les impacts, sur les différents points ci-dessus, de son éventuel usage en mode pile à combustible ;
- l'impact potentiel d'une industrialisation massive de la production des différents types d'électrolyseurs sur l'évolutions des coûts, des performances et des durées de vie (effets de série et d'apprentissage).

¹ Les résultats pourraient être rendus plus favorables en considérant la mobilisation d'hydroélectricité, mais le sens d'un tel calcul est incertain, dans la mesure où le gisement d'hydroélectricité est limité voire saturé. Le même type de question peut se poser pour la prolongation du nucléaire existant, pouvant produire de l'électricité à bas coûts et haut facteur de charge, mais en quantité bornée.



CHAPITRE 4

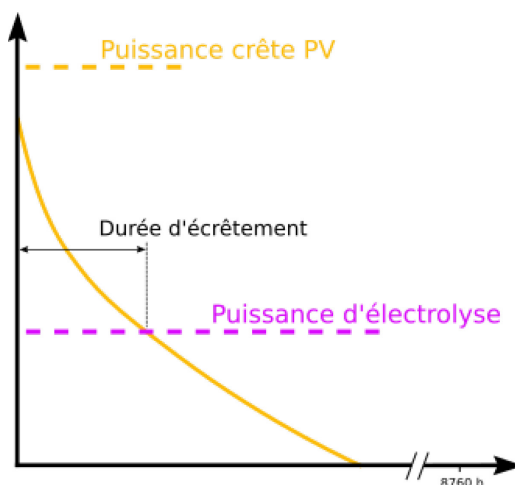
QUELLE ÉLECTRICITÉ POUR L'ÉLECTROLYSE ?

La forte consommation de l'électrolyse, et la nécessité de coûts d'approvisionnement en électricité extrêmement bas, constatés ci-dessus, appellent à examiner spécifiquement le mode d'alimentation des électrolyseurs. On considère ici d'abord un cas possible d'alimentation d'une électrolyse par une production renouvelable dédiée, avant d'aborder l'intégration de l'électrolyse dans le système électrique.

1. L'hydrogène d'électrolyse en installations isolées du système électrique

La bonne évaluation d'une installation combinant production dédiée et électrolyse suppose une optimisation préalable. En effet, il ne s'agit pas a priori d'installer une puissance d'électrolyse égale à la puissance totale de production électrique, ce qui conduirait une part significative de la puissance installée à n'être presque jamais appelée. Sur l'exemple d'une production photovoltaïque, le principe d'une installation optimisée se présente comme sur le graphique suivant.

Graphique 7 – Principe d'optimisation d'un système isolé PV + électrolyse



Note : la courbe est la monotone de production de l'installation photovoltaïque.

Source : commission Criqui

Un exemple peut être construit pour une production photovoltaïque en France métropolitaine, en retenant la monotone de production¹ moyenne de l'ensemble du parc photovoltaïque français en 2019, les fourchettes de coûts socioéconomiques de l'électrolyse à l'horizon 2030 déjà mobilisées ci-dessus et l'hypothèse de coût de production du photovoltaïque retenue par RTE, pour de grandes installations, au même horizon 2030. Les principaux résultats sont alors les suivants :

- il est optimal d'installer une puissance d'électrolyse de l'ordre de 45 % à 50 % de la puissance photovoltaïque² ;
- les coûts du système se répartissent alors entre 55 % à 70 % pour la partie photovoltaïque, et 30 % à 45 % pour l'électrolyse, en fonction des hypothèses ;
- les électrolyseurs fonctionnent alors en moyenne de 2 200 à 2 500 heures par an, dont 800 à 1 000 heures environ à pleine capacité ;
- l'électricité écrêtée (c'est-à-dire « perdue » car se présentant en quantités excédant les capacités d'électrolyse) pendant ces 800 à 1 000 heures représente jusqu'à 10 % de la production photovoltaïque ;

¹ La monotone annuelle est la courbe qui présente une quantité (ici, la production instantanée d'un ensemble d'installations), non heure par heure, mais en classant les heures de la plus productive à la moins productive. Ainsi, la courbe est décroissante, et la valeur lue à la 500^e heure correspond à la puissance de production qui est atteinte ou dépassée 500 heures par an.

² Résultat obtenu sans tenir compte d'éventuelles contraintes de stockage et d'évacuation de l'hydrogène, qui pourraient abaisser légèrement le ratio optimal *puissance d'électrolyse / puissance photovoltaïque*.

- le coût socioéconomique de l'hydrogène produit ressort dans la fourchette de **3,5 à 4,9 €/kgH₂**, en plaçant la borne basse des CAPEX d'électrolyseurs au niveau ambitieux de 500 \$/kWe, et en comptabilisant, comme précédemment, le coût d'un lissage par stockage de la production d'hydrogène.

Quant aux coûts d'abattement correspondants, ils ressortent comme indiqué ci-dessous.

**Tableau 11 – Fourchettes de coûts d'abattement
d'un système photovoltaïque + électrolyse localisé en France**

	Gaz bas	Gaz haut
Gris - renouvellement	260 à 410 €/t_{CO2}	160 à 310 €/t_{CO2}
Gris - CAPEX échoués	300 à 470 €/t_{CO2}	190 à 360 €/t_{CO2}
Usage combustible	480 à 710 €/t_{CO2}	360 à 590 €/t_{CO2}

Note : chaque fois, les deux extrémités de la fourchette sont fournies par la vision plus ou moins optimiste du coût des électrolyseurs à faibles facteurs de charge.

Source : *commission Criqui*

Il s'agit cependant d'un calcul approximatif :

- on a utilisé la monotone de production moyenne du parc photovoltaïque de France continentale, tandis qu'un site de production unique produirait une monotone significativement plus pentue, du fait de l'absence de foisonnement, c'est-à-dire de complémentarité entre parcs distants ;
- mais, à l'inverse, un site photovoltaïque au sol placé dans les secteurs les plus favorables du territoire métropolitain présenterait un taux de charge et une monotone un peu plus favorables que ceux considérés ici.

En tout état de cause, les coûts d'abattement calculés ici, s'ils rejoignent le niveau de la valeur de l'action pour le climat (valeur tutélaire) à terme, n'y sont pas toujours inférieurs. Ils sont aussi nettement supérieurs aux coûts calculés précédemment pour la voie de production par reformage avec CSC.

On a pourtant retenu un coût de production de l'électricité, au MWh (LCOE), parmi les plus bas possibles en France. Bien sûr, le bilan pourra être amélioré en mobilisant une combinaison d'une source photovoltaïque et d'une source éolienne, ceci offrant des gains de foisonnement, mais on s'approcherait alors de la constitution d'un système électrique complet.

Une solution alternative serait l'utilisation d'électricité nucléaire. Elle aboutirait à des coûts du même ordre : le facteur de charge est plus favorable, mais les coûts au MWh de l'électricité entrante sont plus élevés, dès lors qu'il s'agit de nouveau nucléaire ; deux effets qui tendent à se compenser, comme cela peut être lu directement sur le Graphique 6 (Chapitre 3).

Ainsi, la production d'hydrogène d'électrolyse à partir de productions électriques dédiées, sur le modèle envisagé par exemple dans certains pays à gisement photovoltaïque très favorable, ne paraît pas, en l'absence de gisements d'énergies renouvelables (ENR) à très bas coûts sur le territoire métropolitain ou d'innovations de rupture dans le nucléaire, passer l'épreuve du calcul socioéconomique que de manière incertaine – la valeur de l'action pour le climat étant estimée à 250 €/t en 2030.

On peut remarquer aussi que, s'il se situe à proximité d'un système électrique, le système photovoltaïque + électrolyseur est très probablement sous-optimal. En effet, un raccordement au système électrique ferait profiter ce dernier de la production – en l'occurrence photovoltaïque – qui sinon est écrêtée. Surtout, plus significativement, dans les moments de « disette » en électricité décarbonée, où des moyens de production thermiques sont nécessaires, la production photovoltaïque trouvera un meilleur usage dans le système électrique que dans l'électrolyse. Ceci vaut aussi, et plus fortement encore¹, si c'est une production nucléaire qu'on a choisi de coupler à l'électrolyse. Inversement, le raccordement au réseau rendrait les électrolyseurs disponibles pour consommer aussi des surplus éoliens voire nucléaires du réseau, par exemple la nuit². Il convient donc de considérer le cas de l'électrolyse comme inséré dans le système électrique.

2. Électrolyseurs et système électrique

2.1. Une décomposition du projet global en deux sous-projets

Une fois replacé dans le système électrique, **le projet production + électrolyse doit, en toute rigueur, être fractionné en deux demi-projets distincts, un projet « production », et un projet « électrolyse »**, qu'il convient d'examiner séparément. Ceci correspond à l'approche habituelle en matière d'évaluation socioéconomique, et vise à assurer qu'un projet global ne comprend pas de sous-partie séparable peu pertinente, adossée à d'autres parties très pertinentes.

Dans un système électrique encore largement carboné, le demi-projet de production décarbonée permet d'accéder à des coûts d'abattement très bas. Ceux renseignés ici, sur la base de coûts projetés à 2030-2035, correspondent à l'exemple d'une production photovoltaïque ou éolienne (première et seconde valeur, respectivement) évitant l'appel

¹ « Plus fortement » car, le nucléaire fournissant un « bandeau » de production, il est immanquablement capable d'apporter sa contribution dans les périodes de forte tension sur le système électrique.

² Le système électrique espagnol, au niveau de pénétration actuel des différentes filières, peut constituer un cas pratique pour la vérification de ces différents arguments.

d'une turbine à gaz en cycle combiné, mais non le besoin de cette turbine à gaz (voir Tableau 12 ci-dessous).

Tableau 12 – Coûts d'abattement offerts par des productions ENR, hors éventuels renforcements des réseaux électriques, venant se substituer à une production marginale au gaz fossile

	Gaz bas	Gaz haut
Sans écrêtement	40 à 80 €/tCO₂	-20 à -70 €/tCO₂
Écrêtement 20 %	70 à 120 €/tCO₂	-40 à 20 €/tCO₂
Écrêtement 40 %	120 à 200 €/tCO₂	10 à 90 €/tCO₂

Source : commission Criqui

Ces coûts d'abattement, calculés selon des hypothèses prudentes¹, restent très attractifs, même lorsque l'écrêtement atteint des valeurs élevées. Ainsi, dans une perspective socio-économique, le demi-projet consistant à ajouter de telles productions reste très pertinent tant que les productions bas carbone sont loin d'avoir saturé le gisement de décarbonation – et tant qu'elles n'ont pas atteint des échelles de déploiement appelant des renforcements massifs des réseaux et des coûts systèmes significatifs. En d'autres termes, on retrouve simplement ici qu'il est largement « rentable » pour la collectivité de décarboner le cœur de la production d'électricité – la question de la « fin de décarbonation » du système électrique étant abordée dans un autre volet issu des travaux de la commission « coûts d'abattement »².

Le demi-projet d'électrolyse sera examiné ci-après (§ 3).

2.2. La « boucle hydrogène »

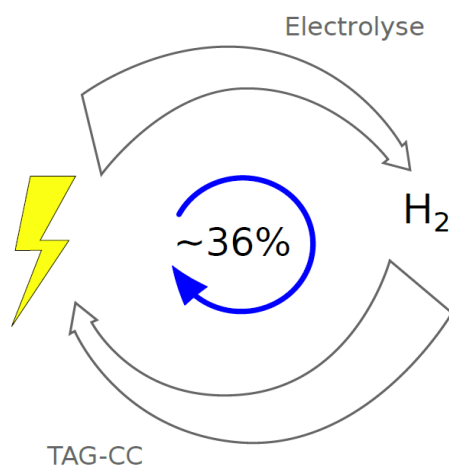
Avant cela, un détour par la « boucle hydrogène » est nécessaire. On a indiqué au § 1 du Chapitre 1 que la « boucle hydrogène », souvent envisagée pour achever la décarbonation des systèmes électriques en permettant un stockage de l'électricité excédentaire, ne représente qu'une des différentes voies de production et d'usage de l'hydrogène. Mais rien n'indique que cette boucle serait équilibrée entre production et consommation d'hydrogène : il peut être souhaité que le système électrique soit producteur net. Inversement, un appui du système électrique sur des imports d'hydrogène serait aussi

¹ La production des moyens électriques est comptabilisée sans tenir compte de leur contribution aux pointes, pendant lesquelles l'électricité produite est de plus forte valeur.

² Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, janvier, 132 p.

concevable. En outre, l'hydrogène produit par le système électrique pourrait être différent de celui qu'il consomme (par exemple, les excédents électriques pourraient produire de l'hydrogène pour des usages industriels spécifiques en France, tandis que les pointes électriques seraient assurées par de l'ammoniac importé). Pour penser l'insertion de l'hydrogène dans le système électrique, la boucle hydrogène reste cependant un concept à examiner.

Graphique 8 – Illustration de la « boucle hydrogène »



Lecture : une boucle de transformation d'électricité en hydrogène puis en électricité restituée, au mieux, 36 % de l'énergie initiale.

Source : *commission Criqui*

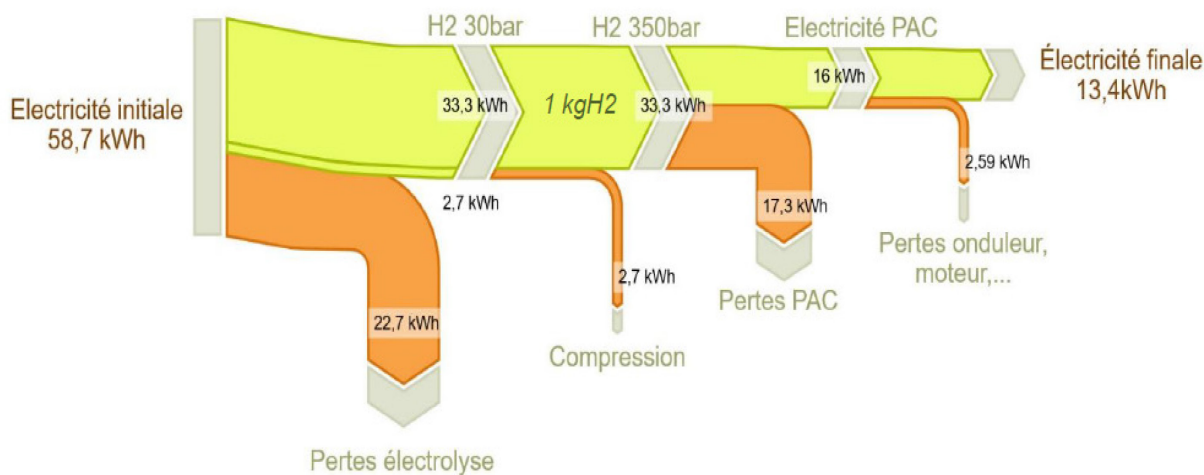
Tout d'abord, il faut signaler le faible rendement de cette boucle :

- partant d'une électrolyse alcaline ou PEM, notre hypothèse de rendement est de 60 %, en comptant l'hydrogène en PCI ;
- l'éventuel transport et le stockage consommeront un peu d'énergie supplémentaire, que l'on peut cependant négliger ici ;
- la conversion hydrogène vers électricité ajoute une perte par rendement supplémentaire. En supposant la solution la plus efficace, par turbine à cycle combiné (TAG-CC)¹, le rendement serait de l'ordre de 61 %², en comptant toujours l'hydrogène en PCI.

¹ L'AIE indique que les piles à combustibles, dont le rendement est de l'ordre de 50 % en comptant l'hydrogène en PCI, pourraient à terme atteindre un rendement équivalent à celui des TAG-CC.

² Cette valeur de rendement est à confirmer. Elle se base à ce stade sur un rendement de TAG-CC au méthane à 59 % (hypothèse AIE notamment) et tient compte du fait que le ratio PCS/PCI de l'hydrogène est plus élevé.

Graphique 9 – Diagramme de Sankey de la « boucle hydrogène », dans le cas d'un usage en pile à combustible



Note : cet exemple aboutit à un rendement global de 23 %, inférieur au meilleur cas chiffré ici.

Source : Ademe (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène », janvier

Le rendement global n'est alors que de 36 %, même dans ce cas optimiste. RTE donne une fourchette de 25 % à 35 %, « selon les technologies actuelles ». Même en retenant ce calcul, **il faudrait 2,7 MWh d'électricité en période d'excédents pour produire 1 MWh en période de tension.** Dans l'hypothèse d'électrolyseurs à haut rendement, et en conservant toutes les autres hypothèses au plus favorable, le rendement global passe à 49 %, correspondant donc à un peu plus de 2 MWh pour 1.

Ceci confirme le fait que **la boucle hydrogène ne constitue pas aujourd'hui un moyen de flexibilité à privilégier pour l'échelle journalière.** En effet, les solutions de type STEP, pilotage de la recharge des véhicules électriques (VE), décharge-recharge de ces mêmes VE, pilotage des demandes d'eau chaude sanitaire, de chauffage et de climatisation, ont toutes des rendements bien plus proches de 1, et, à l'exception des STEP, des CAPEX relativement faibles. En revanche, la boucle hydrogène peut devenir un moyen de flexibilité essentiel sur les échelles de temps plus longues, quand toutes les autres flexibilités trouvent leurs limites.

En termes économiques, le faible rendement global de la boucle hydrogène suppose qu'il existe des écarts importants de valeur de l'électricité entre les périodes de production et les périodes de consommation d'hydrogène. Les coefficients de rendement calculés ci-dessus fournissent une évaluation a minima de ces écarts de valeur de l'électricité. Dans

un système électrique faisant appel à une boucle hydrogène, il doit exister une électricité abondante et bon marché à certains moments, et une électricité rare et chère à d'autres¹.

En conséquence, **dans un système électrique équilibré par une « boucle hydrogène », le facteur de charge des électrolyseurs sera nécessairement limité.** Les électrolyseurs ne produiront évidemment pas d'hydrogène en même temps que de l'hydrogène sert à produire de l'électricité, et il existera aussi des périodes intermédiaires durant lesquelles ils ne seront pas appelés. À titre d'exemple, le volet « Électricité » de nos travaux sur les coûts d'abattement² mobilise un scénario central pour le système électrique français à l'horizon 2050, fondé sur la SNBC adoptée en 2020 (supposant notamment une production totale de 620 TWh) et dans lequel les renouvelables variables et le nucléaire sont supposés fournir respectivement la moitié et le tiers de la production électrique, tandis que 12 GWe d'électrolyseurs sont disponibles. La modélisation de ce système électrique fait apparaître que le fonctionnement des électrolyseurs se concentre sur 1 940 heures, soit un cinquième (22 %) de l'année. Les moyens de production au gaz, en l'occurrence des TAG-CC et TAC brûlant un gaz supposé bas carbone, voient quant à eux leur fonctionnement limité à 2 250 heures sur l'année ; ce qui laisse 4 570 heures, soit 52 % du temps, où productions ENR et nucléaire et consommations s'équilibrent à l'aide seulement des flexibilités mentionnées ci-dessus, sans recours ni à l'électrolyse, ni aux moyens de production thermiques.

2.3. La « pseudo-boucle hydrogène »

Dans le système électrique français et européen actuel, les TAG-CC existantes, quoique alimentées au gaz fossile, peuvent être considérées comme préfigurant la partie « production électrique » d'une boucle hydrogène. Il faut souligner qu'elles fonctionnent aujourd'hui en semi-base : à titre d'exemple, en France sur la période 2013-2019, les centrales au gaz, hors installations de cogénération, ont eu une production significative sur 67 % des heures environ³. À l'échelle européenne, le constat est encore plus marqué, puisque des centrales à combustibles fossiles assurent chez tous nos grands voisins (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Espagne) non seulement une production de semi-base, mais aussi très souvent une production de base.

Or, le gaz fossile est aujourd'hui la principale source de production d'hydrogène.

¹ Ce point rejoint la représentation stylisée des vecteurs énergétiques, après décarbonation, proposée au Chapitre 1 (§ 4.3), voir Graphique 2.

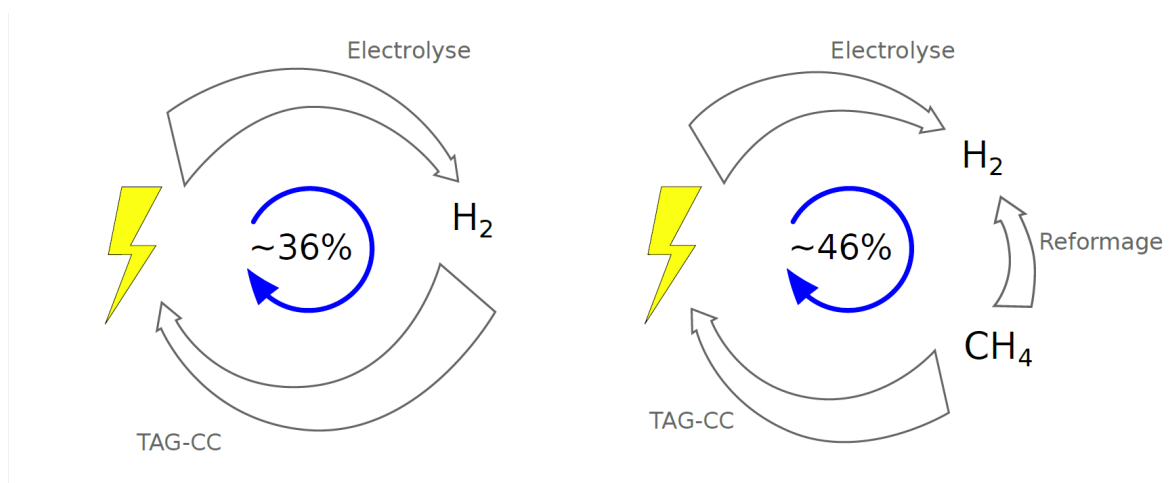
² Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, op. cit.

³ Ce chiffre monte à 82 %, si au lieu du seul gaz, on comptabilise l'ensemble des productions au gaz (hors cogénération) ou au charbon.

Ainsi, ajouter des électrolyseurs au système électrique conduit dès aujourd'hui à ce qu'on appellera une « pseudo-boucle hydrogène »¹ :

- à partir d'électricité, de l'hydrogène peut être produit par électrolyse, qui permet d'économiser le gaz fossile qui aurait dû être consommé pour confectionner de l'hydrogène « gris » ;
- tandis que le même gaz fossile peut être mobilisé pour produire de l'électricité.

Graphique 10 – La « boucle hydrogène » envisagée à terme (à gauche) et la « pseudo-boucle hydrogène » qui se matérialisera dès l'installation de premiers électrolyseurs sur le système électrique (à droite)



Source : commission Criqui

Pour 1 MWh d'électricité, on obtient 18 kg d'hydrogène, lesquels auraient nécessité 0,79 MWh PCI de gaz fossile pour être produits par vaporeformage. Or produire ce MWh d'électricité mobiliserait 1,7 MWh PCI de gaz fossile. Il en résulte un facteur 2,2 entre les deux « chemins » menant du méthane à l'hydrogène. Ainsi la « pseudo-boucle hydrogène » présente des rendements un peu meilleurs que ceux de la « boucle hydrogène »², mais néanmoins très éloignés de 100 %, et la production d'hydrogène « gris » reste préférable à une production par électrolyse qui aurait en réalité contribué à faire fonctionner des moyens de production électrique thermiques (voir Tableau 13 ci-après).

¹ Ou encore une « proto-boucle hydrogène », si on veut souligner qu'elle préfigure la « boucle hydrogène » vraisemblablement nécessaire pour atteindre la décarbonation complète.

² La différence entre la « pseudo-boucle » et la « boucle » tient à ce que dans le second cas, c'est de l'hydrogène qui est brûlé en TAG-CC, alors que dans le premier, c'est du méthane, soit un gaz moins précieux.

Tableau 13 – Majorants des rendements des boucles hydrogène, et facteurs multiplicatifs associés

	Électrolyse alcaline ou PEM	Électrolyse à haut rendement
Boucle hydrogène	36 % x 2,7	49 % x 2,1
Pseudo-boucle hydrogène	46 % x 2,2	62 % x 1,6

Source : commission Criqui

Il en découle, là aussi, que la valeur de l'électricité doit fortement différer entre les périodes de production d'hydrogène (en périodes « creuses ») et les périodes de consommation de gaz fossile (« pointes »). A fortiori, **des électrolyseurs placés dès aujourd'hui sur le système européen ne pourraient, à court terme, y fonctionner efficacement qu'une très faible fraction de l'année**. Cette situation ne sera pas profondément modifiée dans les prochaines années, la diminution des capacités nucléaires à l'échelle européenne constituant un facteur défavorable à l'apparition d'excédents électriques décarbonés. Ensuite, **à moyen terme, l'amplification du développement des énergies renouvelables variables (ERV) pourrait créer des périodes plus significatives d'excédents**.

La nécessité de se placer dans les périodes d'excédents électriques décarbonés vaut aussi pour le cas très particulier du vaporeformage de méthane chauffé à l'électricité (voir §2 du Chapitre 2), puisque la chaîne [méthane → électricité → chaleur] est significativement moins efficace que la production directe de chaleur à partir de méthane. Le fonctionnement intermittent de cette filière impliquerait donc vraisemblablement un stockage temporaire du CO₂ capté, tout du moins si le lieu de son stockage définitif n'est pas à proximité du site.

Encadré 1 – Pourquoi traiter la consommation des électrolyseurs selon une approche marginaliste ?

Une approche trop rapide pourrait conduire au raisonnement suivant : « pour que l'électrolyse ait un sens du point de vue de la réduction des émissions, il suffit que l'électricité électrolysée ait un facteur d'émission inférieur à 185 gCO₂/kWh environ. Or certains systèmes électriques, dont celui de la France continentale, bénéficient d'un facteur d'émission moyen bien inférieur à ce seuil. Des électrolyseurs peuvent donc y être placés, et sollicités à fort facteur de charge, sans s'interroger davantage ». Il peut être répondu négativement à cette assertion :

- selon le même raisonnement, remplacer les chaudières à combustibles fossiles (gaz et fioul) par des radiateurs électriques et autres dispositifs électriques à

effet Joule serait automatiquement et massivement bénéfique en termes d'émissions de gaz à effet de serre, dès aujourd'hui ;

- par l'optimisation : partant d'un système auquel des électrolyseurs soutirent de l'électricité tandis que des TAG-CC en produisent simultanément, arrêter conjointement les TAG-CC et les électrolyseurs, et produire l'hydrogène par simple vaporeformage de méthane fossile, avec émissions de CO₂, permet une économie de 12 kg de CO₂ par kg d'hydrogène.

Une objection à ce raisonnement serait la suivante : « ceci revient, quand des électrolyseurs fonctionnent, à leur imputer les productions électriques les plus carbonées, alors que les autres usages sont en majorité servis par de l'électricité faiblement carbonée ! ».

Sur ce point, il convient de noter que l'électrolyse n'est pas n'importe quel usage de l'électricité : si on s'en tient à l'examen technique des chaînes de conversion d'énergie¹, l'électrolyse est probablement le mode de valorisation de l'électricité le moins efficace. Un kWh d'électricité permet en effet de produire 0,6 kWh PCI de gaz (ce qui correspond au rendement de 60 % présenté plus haut), et d'économiser au mieux 185 g de CO₂², par kWh d'électricité valorisée (pour la voie PEM ou alcaline). Même un chauffage à effet Joule présente une efficacité un peu meilleure, puisqu'il permet d'économiser, par kWh d'électricité, au moins un 1 kWh PCI de gaz voire de fioul³, et donc au moins 225 g de CO₂. La production d'hydrogène par électrolyse se trouve donc en fin du « merit order » des usages de l'électricité.

Dès lors, si on classe à la fois les productions et les consommations selon leur merit order⁴, la production d'hydrogène par électrolyse se trouve mise en regard des productions de fin de merit order, c'est-à-dire, quand elles sont appelées sur le réseau, les productions à base d'énergies fossiles.

En revanche, l'électrolyseur a le grand avantage d'être très flexible, et donc, sous réserve de disposer en aval d'un stockage suffisant d'hydrogène, de pouvoir choisir les moments sur lesquels il fonctionne. La comparaison avec les actuels chauffages à effet Joule s'arrête donc là, à condition justement que l'approche marginaliste, permettant de choisir les moments de fonctionnement pertinents, soit retenue.

¹ Un éventuel « tri » des usages de l'électricité, en vue d'en réduire voire d'en supprimer certains, se placerait en amont de ce raisonnement purement technique.

² « Au mieux », puisque dans tous les cas l'hydrogène peut être produit à travers la solution carbonée de référence, à savoir le vaporeformage de gaz fossile. Pour l'origine du chiffre 185 gCO₂/kWh, voir § 2 du Chapitre 3.

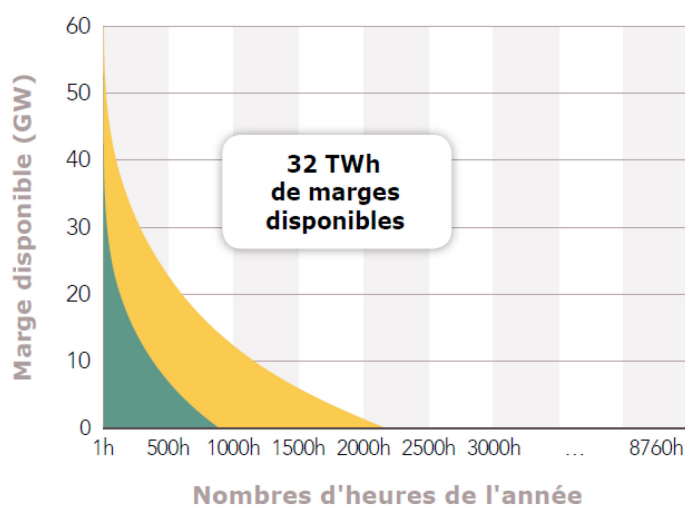
³ On raisonne ici sur le choix entre vecteurs, à iso-consommation finale.

⁴ Ce qui revient à tracer le graphique offre-demande des économistes.

2.4. Gisement à moyen terme (2035)

Le rapport de RTE sur l'hydrogène¹ permet d'objectiver le productible d'électricité pouvant donner lieu à électrolyse, pour la France métropolitaine à l'échéance 2035. Il conduit en effet l'exercice d'envisager la production d'hydrogène « en mode marginal renouvelable ou nucléaire », c'est-à-dire sans appeler de moyen de production fossile, en France ou à l'étranger.

Graphique 11 – Monotone d'excédents renouvelables et marge nucléaire accessibles en France en tenant compte des interconnexions en 2035



Note : sous hypothèse notamment d'atteinte des objectifs de déploiement des ERV qui prévalaient en 2020 dans les différents pays européens.

Lecture : en vert, la marge renouvelable uniquement, représentant une production renouvelable écrêtée et donc accessible sans coût supplémentaire ; en jaune la production nucléaire, correspondant à des manœuvres à la baisse de réacteurs en raison de prix de marché faibles ou négatifs, et donc accessible à un coût d'opportunité faible.

Source : RTE (2020), *op. cit.*

Le gisement apparaît cependant limité : 2 100 heures (24 %) pour les premiers électrolyseurs, et moins de 1 200 heures (14 %) au dixième GW d'électrolyse. Ces résultats sont évidemment sensibles aux hypothèses concernant toutes les autres productions et consommations. Par ailleurs, il faut prendre encore trois précautions :

- ce gisement agrège des variabilités de périodes très différentes : en supposant qu'à cette échéance 2035, 12 millions de véhicules électriques pratiqueraient la recharge

¹ RTE (2020), *La transition vers un hydrogène bas carbone*, *op. cit.*

pilotée dynamiquement¹, ces deux chiffres passent à environ 1 300 heures et 900 heures (15 % et 10 %). Ceci signifie qu'une part du gisement identifié en première approche correspond en fait à des variabilités peu ou prou journalières, pour lesquelles l'électrolyse n'est pas la réponse la plus adaptée ;

- à travers le jeu des interconnexions, le gisement identifié ici dépasse le périmètre français et incorpore les interactions avec le système européen. Les excédents potentiellement disponibles dépendent donc fortement des différentes politiques nationales qui seront mises en œuvre dans les prochaines années ;
- d'autres modes de valorisation de l'électricité sont susceptibles de concurrencer l'électrolyse, pour l'exploitation de ce gisement ; cela peut être le cas par exemple de l'hybridation des chaudières à combustible, par ajout d'un chauffage à effet Joule déclenché dans les périodes d'électricité abondante².

2.5. Les interactions entre systèmes électriques français et européen

En outre, ces calculs sont construits sur un raisonnement à l'échelle européenne : c'est à cette échelle que l'appel aux moyens de production et donc, sous réserve d'un prix suffisant du CO₂, la réduction des émissions sont optimisés. Ces optimisations traitent toutes les émissions de CO₂ de manière équivalente, qu'elles soient localisées en France ou dans d'autres pays. Or il se trouve que **le moyen de production fossile appelé par une consommation supplémentaire en France est très souvent localisé à l'étranger**, comme l'a illustré RTE, qui a modélisé, de manière contrefactuelle, un système électrique de 2019 sans ERV en France : sur les 22 MtCO₂ évités par les ERV, 5 sont localisées en France et 17 à l'étranger.

Ce constat ouvre la possibilité de fonctionnements sous-optimaux dans lesquels des électrolyseurs (évitant des émissions de vaporeformage en France) seraient alimentés par le système électrique, y compris hors périodes de pertinence, c'est-à-dire à partir d'une électricité produite essentiellement à l'étranger, avec des émissions plus de deux fois supérieures. Le caractère acceptable ou non d'un tel schéma relève évidemment d'un choix politique.

Ce dilemme est exprimé par RTE, en annexe du rapport 2020 de l'AIE sur les coûts de production d'électricité³ :

¹ C'est-à-dire non selon des horaires déterminés à l'avance, comme aujourd'hui les chauffe-eau électriques, mais selon l'état réel du système électrique.

² Là où elle est possible, cette solution est a priori pertinente dès lors que le recours à des pompes à chaleur serait impossible.

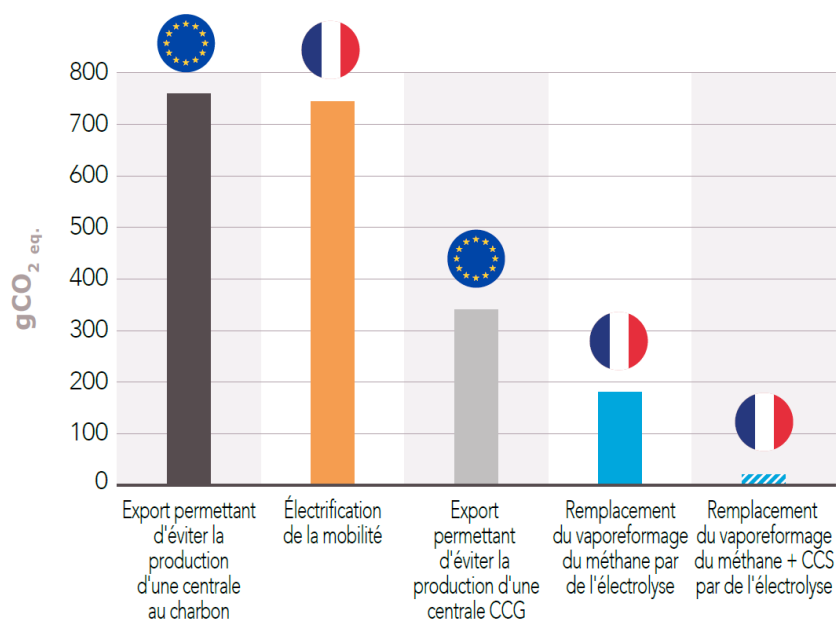
³ AIE (2020), *Projected Costs of Generating Electricity*, décembre.

« L'hydrogène est souvent présenté comme une option de décarbonation sans regret. Les simulations dépeignent cependant un tableau plus nuancé – au moins à moyen terme, et en le considérant selon une perspective européenne.

Au périmètre français, une transition vers la production d'hydrogène par électrolyse présente un impact carbone globalement positif, l'hydrogène à base de fossiles étant remplacé par de l'hydrogène produit avec de l'électricité bas carbone.

Mais l'analyse complète doit prendre en compte également les impacts sur les échanges d'électricité avec les autres pays européens. Le bilan à l'échelle européenne apparaît alors moins clair. En effet, l'usage d'électricité bas carbone en France pour la production d'hydrogène est en compétition avec l'export d'électricité et l'évitement d'une production d'électricité fossile (dans des centrales au gaz voire au charbon) par les pays voisins, qui a davantage d'impact sur les émissions de GES que l'usage actuel de gaz naturel pour produire de l'hydrogène en France. »¹

Graphique 12 – Émissions évitées par la production d'1 kWh d'électricité décarbonée en France, en fonction de son utilisation en France ou en Europe



Lecture : on retrouve le constat fait plus haut à propos de la « pseudo-boucle hydrogène », que l'électricité décarbonée est deux fois plus utile à éviter une production électrique carbonée, le cas échéant à l'étranger (3^e colonne), qu'à éviter une production d'hydrogène par vaporeformage (4^e colonne). L'écart est encore plus massif si on s'autorise le vaporeformage avec CCS (5^e colonne, toutefois compté ici sans l'amont gazier).

Source : RTE (2020), *op. cit.*

¹ Traduction France Stratégie.

Encadré 2 – Des émissions comptabilisées en France, au profit de nos voisins ?

L'hydrogène d'électrolyse conduit à examiner et à prendre en compte les équilibres du système électrique européen. Mais ces équilibres, et les éventuels transferts d'émissions qu'ils sont susceptibles d'engendrer entre pays, constituent aussi un sujet d'intérêt en tant que tels.

Le système électrique français est particulièrement concerné : il a été exportateur net, à hauteur de 56 TWh en 2019, tout en maintenant une production thermique fossile significative, de 30 TWh en 2019¹. Or cette production thermique fossile ne couvre pas seulement des périodes sur lesquelles le système français est importateur, mais elle correspond aussi à des exportations : en première analyse, sur la période 2013-2019, deux tiers de cette production carbonée alimente directement des exportations nettes d'électricité². Cette situation découle du fait que, tant que les interconnexions ne sont pas saturées, les centrales de production sont appelées selon leur merit order en termes de coût variable, si bien que les premières centrales thermiques appelées (typiquement, des TAG-CC performantes) ne sont pas forcément localisées dans les pays qui créent, par un déséquilibre offre-demande, le besoin de solliciter ces centrales.

Des mesures tendant à corriger ces situations sont plus efficaces, pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre françaises, que celles tendant à produire de l'hydrogène d'électrolyse hors périodes d'excédents sur le système électrique européen. Dans les deux cas, il s'agit de rendre le système électrique français moins exportateur, quitte à moins contribuer à l'évitement d'émissions dans d'autres pays. Cependant, la limitation des productions fossiles d'exportation, si elle ne consiste qu'à déplacer des émissions vers l'étranger, présente l'avantage de le faire sans multiplier au passage ces émissions par un facteur massif³. En tout état de cause, les volumes d'émissions concernés sont similaires dans les deux cas⁴.

¹ Hors production des installations de cogénération, qui porteraient ce chiffre à 43 TWh.

² C'est-à-dire qu'à l'instant des productions considérées, le système électrique français est exportateur net, à hauteur au moins des productions électriques fossiles examinées.

³ À savoir le facteur multiplicatif d'au moins 2,2 identifié ci-dessus pour la « pseudo-boucle hydrogène ».

⁴ L'enjeu du parc français de production d'électricité à base de combustibles fossiles est de l'ordre d'au moins 10 MtCO₂/an, volume qui correspond aussi, en ordre de grandeur, à l'enjeu de l'actuel hydrogène « gris » en France.

2.6. Conclusions quant à l'insertion d'électrolyseurs dans le système électrique

Il ressort de ces analyses que, **à court et moyen termes, pour pouvoir insérer des électrolyseurs sur le système électrique sans que cela engendre une augmentation nette des émissions, ces électrolyseurs devraient être opérés à de faibles voire très faibles facteurs de charge.**

A contrario, **à long terme, des systèmes électriques bas carbone dont la production serait très excédentaire sur la consommation pourraient être bouclés par l'hydrogène, avec des électrolyseurs fonctionnant à plus fort facteur de charge et dégageant alors des quantités plus massives d'hydrogène.**

3. Électrolyser les surplus d'électricité d'un système électrique décarboné

Pour obtenir des coûts d'abattement, on considère donc ici un système électrique décarboné, produisant des excédents, et sur lequel on vient placer des électrolyseurs.

En première approche, le coût de l'électricité excédentaire électrolysée pourrait être considéré comme nul. Cette hypothèse risque néanmoins de se révéler trop favorable, car la valorisation de l'électricité par électrolyse peut se trouver en concurrence avec d'autres éléments d'optimisation du système. Dans le cas français à court et moyen termes, on peut tenter d'approcher le coût d'opportunité de l'électricité en se référant à la mécanique selon laquelle les excédents ponctuels d'électricité, qui résultent d'une somme « renouvelables + nucléaire », sont écrêtés par variation à la baisse de la production nucléaire. Le coût d'opportunité correspondant peut être estimé à 10 €/MWh, contribuant alors à hauteur de 0,56 €/kgH₂ dans le coût de l'hydrogène produit.

En outre, ce coût d'opportunité se double d'un contenu carbone d'opportunité : pratiquer moins de baisses de production des réacteurs raccourcit la durée entre deux rechargements, et augmente donc le taux d'indisponibilité pour rechargements. On suppose ici que, quand les réacteurs sont disponibles, ils servent, hors périodes d'excédents électriques, à éviter une production au gaz fossile, et que les arrêts pour rechargements consomment un quinzième de la disponibilité hors périodes d'excédents. Sous ces hypothèses, le coût carbone d'opportunité de l'électricité mobilisée est de 26 gCO₂/kWh, ce qui est très inférieur au contenu carbone nécessaire pour que l'électrolyse fasse sens (180 gCO₂/kWh).

On suppose par ailleurs que la localisation de l'électrolyseur peut être choisie de telle sorte qu'elle n'impose pas de renforcement des réseaux électriques – c'est-à-dire que les

électrolyseurs peuvent, si cela s'avère nécessaire, être localisés à proximité relative de moyens de production électrique décarbonée. Enfin, on tient compte des coûts de stockage de l'hydrogène identifiés précédemment¹.

Il ressort, sur la base des hypothèses de coûts à moyen terme explicitées précédemment, les coûts de production et d'abattement exposés dans le tableau suivant.

Tableau 14 – Coûts SE de production et coûts d'abattement d'hydrogène électrolytique en marginalité bas carbone, hors coûts de stockage

	1 000 h/an	2 000 h/an	3 000 h/an	4 000 h/an
Coûts « favorables », Électricité « gratuite »	140 à 170 €/t 290 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 110 €/t	-20 à 0 €/tCO ₂ 60 €/t	-50 à -30 €/t 30 €/t
	3,1 €/kgH ₂	1,8 €/kgH ₂	1,3 €/kgH ₂	1,1 €/kgH ₂
Coûts « favorables », Électricité à 10 €/MWh	220 à 270 €/t 460 €/t	90 à 120 €/t 240 €/t	40 à 70 €/tCO ₂ 170 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 130 €/t
	3,7 €/kgH ₂	2,4 €/kgH ₂	2,0 €/kgH ₂	1,7 €/kgH ₂
Coûts « défavorables », Électricité « gratuite »	340 à 380 €/t 570 €/t	100 à 130 €/t 230 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 120 €/t	-20 à 0 €/tCO ₂ 60 €/t
	5,2 €/kgH ₂	2,7 €/kgH ₂	1,8 €/kgH ₂	1,4 €/kgH ₂
Coûts « défavorables », Électricité à 10 €/MWh	470 à 520 €/t 800 €/t	190 à 230 €/t 390 €/t	110 à 150 €/t 270 €/t	40 à 70 €/t 170 €/t
	5,8 €/kgH ₂	3,3 €/kgH ₂	2,4 €/kgH ₂	2,0 €/kgH ₂

Note : à chaque fois, les deux principaux coûts d'abattement représentent les configurations « en renouvellement » et « en CAPEX échoué », et le troisième correspond à la configuration « pour usage en tant que combustible ». Les coûts d'électrolyse pris en compte ici sont susceptibles d'être atteints rapidement – c'est donc essentiellement la disponibilité du gisement d'électricité ne trouvant pas d'autre usage qui détermine la temporalité possible des développements, et donc des coûts indiqués.

Source : commission Criqui

Concernant le prix du gaz, on a pris la médiane des deux hypothèses « gaz bas » et « gaz haut », ce qui, selon nos hypothèses, placerait l'hydrogène « bleu » à des coûts d'abattement de **80-120 €/tCO₂** pour les usages spécifiques (première ligne de chacune des cases du tableau ci-dessus), et à 280 €/tCO₂ pour les usages combustibles (deuxième ligne). On observe que **l'incertitude sur les coûts de l'électrolyseur mobilisé à faible facteur de charge, doublée de celle sur le gisement disponible, conduit à une forte dispersion des coûts d'abattement.**

¹ Quoi qu'ils ne soient pas nécessaires, dans le cas particulier consistant à coupler une installation d'hydrogène ou d'ammoniac gris avec un électrolyseur capable de la relayer, sur un mode hybride.

Dans tous les cas, les volumes produits par cette voie seront, à court et moyen termes, relativement limités en regard du reste du système énergétique : par exemple, 10 GWe mobilisés en moyenne 2 000 h/an (deux chiffres déjà très significatifs) font 20 TWh électriques, donc 360 kt d'hydrogène, soit entre un tiers et la moitié de la consommation française actuelle, hors tous usages nouveaux.

Ces calculs montrent aussi que, à court et moyen terme, puisque les taux de charge restent réduits, les coûts d'abattement du demi-projet « production » (voir plus haut, § 2.1) seront inférieurs à ceux du demi-projet « électrolyse ». Ceci indique qu'à **court terme, le développement des productions électriques décarbonées est une action plus urgente que le développement de l'électrolyse.**

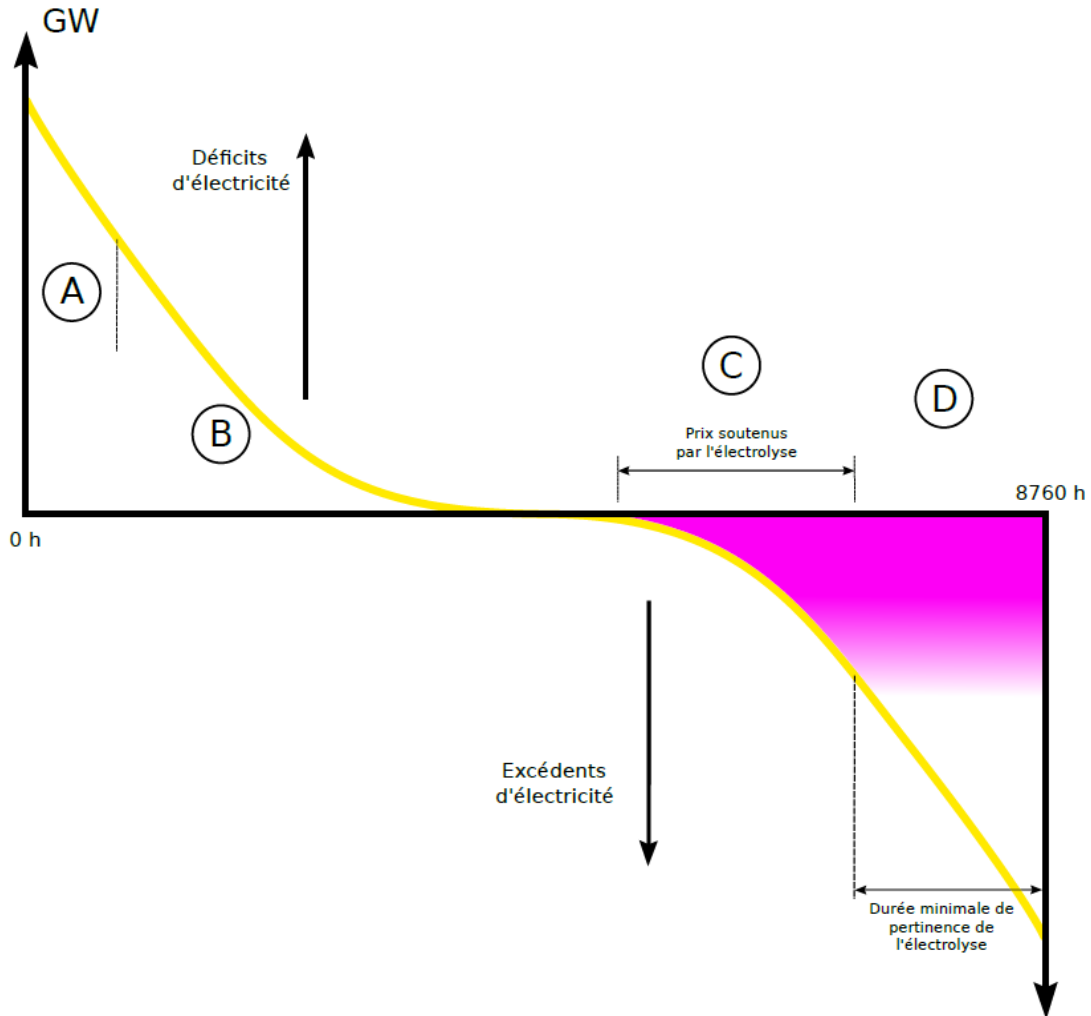
4. L'ajout d'électrolyse dans un système électrique vient-elle modifier le mix de production idéal ?

Le calcul ci-dessus suppose que le système électrique produit « naturellement » des excédents valorisables par l'électrolyse. La question se pose donc de savoir dans quelle mesure cette hypothèse est juste, et si le système électrique serait en mesure de fournir davantage.

En premier lieu, il est tout à fait normal qu'un système électrique décarboné présente des excédents d'électricité (comme c'était le cas du système photovoltaïque + électrolyse examiné plus haut), donc des prix nuls voire parfois négatifs. Cela ne signifie pas que les moyens de production qui provoquent ces excédents seraient en surcapacité – cela indique simplement qu'à d'autres moments, ils produisent une électricité de valeur bien supérieure à leur coût moyen de production (LCOE). Dans un contexte de décarbonation profonde, cette condition est facilement remplie : les combustibles étant plus rares qu'aujourd'hui, l'électricité de pointe l'est également.

Quant à l'électricité de moindre valeur, la possibilité de la valoriser à travers l'électrolyse rétroagit, dans une certaine mesure, sur sa valeur et donc sur celle des moyens de production. C'est le cas notamment dans les périodes, représentées ci-dessous par la lettre C, où les productions électriques décarbonées sont en excès relativement aux consommations, mais dans des proportions suffisamment faibles pour que l'excédent de production électrique soit entièrement consommé par les électrolyseurs.

Graphique 13 – Allure d'une monotone de demande résiduelle d'électricité après application des flexibilités hors électrolyse, positionnement de l'électrolyse (en violet) et effet sur la valeur marginale de l'électricité



Note : la « monotone » est la fonction de répartition d'une variable, ici la demande résiduelle, c'est-à-dire la courbe qui présente ses différentes valeurs au cours de l'année, non chronologiquement, mais classées par ordre croissant ou décroissant. La demande résiduelle à un moment donné est définie comme la consommation instantanée, à laquelle on retranche la production des moyens dont les coûts fixes dominent les coûts variables (PV, éolien, nucléaire).

Source : *commission Criqui*

Dans ces périodes où les électrolyseurs ne sont appelés qu'à puissance partielle, la valeur de l'électricité marginale, au lieu d'être nulle ou presque, devient égale à la valeur de l'hydrogène tiré de cette électricité. À titre de point de repère, le tableau suivant indique, sous hypothèse d'un gaz à un coût de 25 €/MWh PCS, la valeur marginale de cette électricité.

Tableau 15 – Valeur marginale de l'électricité valorisée par électrolyse, en €/MWh, en fonction de la valeur du carbone et du scénario de référence

en €/MWh	0 €/tCO ₂	100 €/tCO ₂	200 €/tCO ₂	300 €/tCO ₂
Au renouvellement	29	46	64	82
Avec CAPEX échoués	25	42	60	78
Usage combustible	17	30	44	57

Note : la dégradation de l'électrolyseur n'est pas prise en compte.

Source : commission Criqui

Les coûts de l'électrolyseur ne sont en fait pas entièrement fixes, car la durée de vie de la pile d'électrolyse s'exprime en heures de fonctionnement. Mais ce point a peu d'effet sur le tableau ci-dessus : en reprenant à titre d'exemple l'hypothèse de RTE 2020 quant au coût de remplacement à échéance 2035 (210 €/kWe), les valeurs du tableau ne sont amputées que de tout au plus 2 €/MWh.

Il en ressort que la valeur de l'électricité consommée par électrolyse devient significative, dès lors qu'on considère une valeur du carbone relativement élevée.

Ainsi **l'électrolyse agit en limitant la durée annuelle des périodes durant lesquelles la valeur de l'électricité devient nulle ou presque**. Le même résultat peut être exprimé dans le vocabulaire d'un marché de l'électricité « idéal » : l'électrolyse limite les périodes de prix nuls (périodes « D » dans le schéma ci-avant). D'après le Tableau 14, le seuil de durée auquel l'électrolyse plafonne ces périodes apparaît inférieur à 2 000 h/an¹, dès lors qu'on considère la valeur de l'action pour le climat à moyen terme.

Une analogie avec les centrales à combustibles peut être mise en avant : dans un système électrique bien optimisé, celles-ci reçoivent une partie du temps des prix de l'électricité leur permettant tout juste de fonctionner, sans pour autant rémunérer leurs coûts fixes (périodes « B », équivalentes aux périodes « C » des électrolyseurs) ; et une partie du temps (périodes « A », équivalentes aux périodes « D ») des prix² élevés, couvrant non seulement leur fonctionnement mais aussi leurs coûts fixes. Ainsi, **formellement, l'électrolyse est une technologie de production électrique pilotable, mais « en négatif »**. Elle est l'inverse des centrales électriques au gaz. Comme elles, la qualité première qu'elle apporte au système électrique est la flexibilité.

¹ En d'autres termes : si les valeurs ou prix de l'électricité étaient nulles ou presque pendant 2 000 h/an, alors il serait possible d'ajouter, de manière socio-économiquement rentable, des électrolyseurs supplémentaires, jusqu'à ce que cette durée de valeurs nulles ait été raccourcie.

² Mécanismes de capacité inclus.

De la même manière que l'apparition d'une nouvelle technologie de production électrique modifie le « mix optimal » et donc l'espace de pertinence des autres technologies de production, l'apparition de l'électrolyse dans le système électrique modifie ce mix. Elle favorise les moyens de production décarbonés non flexibles (ENR et nucléaire), et réduit, en décalant la monotone ci-dessus vers la gauche, le besoin de moyens de production flexibles.

L'ampleur de ces effets n'est pas quantifiée ici. Cela supposerait en effet une modélisation extrêmement détaillée d'un système électrique-cible et de l'ensemble de ses flexibilités, alors même que les coûts et gisements de toutes les flexibilités potentielles ne sont pas bien connus aujourd'hui.



CONCLUSIONS GÉNÉRALES

1. Coûts de production et d'abattement

Les technologies liées à l'hydrogène sont en partie à venir et certaines ont vocation à connaître, avec leur industrialisation ou leur déploiement, des effets d'échelle, de série ou d'apprentissage, et plus généralement des dynamiques de progrès technique et de réduction de coûts. Leur précocité actuelle ne permet pas de conduire des calculs définitifs. Il est néanmoins possible de se positionner à un moyen terme qui correspond, en fonction des trajectoires technologiques, à un horizon d'environ 2030. Les calculs font alors apparaître les ordres de grandeur suivants, pour les différentes voies de production de l'hydrogène et de ses dérivés (voir Tableau 16).

Tableau 16 – Synthèse des estimations de coûts de production (éventuel stockage inclus) et d'abattement pour les principales voies de production d'hydrogène examinées, à moyen voire long terme, en France métropolitaine

Procédé	Couleur	Coût de production	Coût d'abattement hydrogène spécifique	Coût d'abattement hydrogène combustible
Reformage de gaz naturel	Gris	env. 1,6 €/kgH₂	<i>Voie carbonée</i>	<i>Voie carbonée</i>
Reformage, avec CSC	Bleu	env. 2,2 €/kgH₂	env. 100 €/tCO₂	env. 250 - 300 €/tCO₂
Pyrolyse de gaz naturel	Turquoise	<i>(n.d.)</i>	<i>(n.d.)</i>	<i>(n.d.)</i>
Électrolyse d'une production électrique dédiée (renouvelable ou nucléaire)	Vert ou Violet	> 3,5 €/kgH₂	> 200 €/tCO₂	> 400 €/tCO₂
Électrolyse d'excédents décarbonés	Arc-en-ciel ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 2,0 €/kgH₂ ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 100 €/tCO₂ ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 250 €/tCO₂ ?

Source : commission Criqui

Ces estimations ne valent que sous les **hypothèses** suivantes :

- Les différents **vecteurs énergétiques sont affectés efficacement aux usages finals**. Cette condition conduit notamment à préférer très largement l'électrification des usages finals, quand elle est possible ;
- Les coûts diminuent à moyen terme, après qu'un large développement des technologies permet d'accéder à des **effets de série et d'apprentissage** (pour les électrolyseurs notamment). Le surcoût des premiers développements n'est pas pris en compte dans ce calcul, et est supposé assumé au titre de la **politique industrielle**, et notamment de la recherche de l'avantage du « first-mover » dans une filière d'avenir ;
- Des installations d'échelle industrielle, tirant pleinement partie des **effets d'échelle** ;
- Pour la voie « bleue », une bonne optimisation de son bilan climatique, et la disponibilité d'approvisionnements gaziers ;
- Et l'ensemble des hypothèses de coûts effectuées, notamment, pour la voie « bleue », concernant le stockage géologique de CO₂, et, pour les voies d'électrolyse, concernant le stockage géologique massif d'hydrogène, indispensable au lissage de la production.

Ces coûts sont différemment impactés par les prix internationaux de l'énergie, en l'occurrence le gaz : le coût de l'hydrogène bleu est dépendant de celui du gaz fossile, mais le coût d'abattement associé l'est moins. Inversement, les voies fondées sur l'électricité décarbonée ont l'avantage de fournir un hydrogène à coût plus stable – c'est le coût d'abattement qui varie alors avec les prix du gaz fossile, voire demain avec les prix des gaz décarbonés (ammoniac vert, par exemple), s'ils s'avèrent disponibles à l'importation.

La comparaison des coûts d'abattement avec la valeur de l'action pour le climat (VAC, qui atteint 500 €/tCO₂ en 2040) fait apparaître que toutes les options techniques peuvent à terme être compatibles avec cette VAC. Mais cette seule comparaison ne suffit pas.

2. Concernant l'électrolyse

En effet, l'analyse fait apparaître la complexité des **problématiques de bonne insertion dans le système énergétique, pour les voies de production d'hydrogène par l'électrolyse**. Ceci vaut à la fois en termes d'articulation des technologies entre elles, et du point de vue de la chronologie de déploiement. En effet, les rendements de l'électrolyse sont tels qu'elle n'est pertinente que lorsque le gaz a une valeur plus forte que l'électricité, situation très peu fréquente dans le système énergétique actuel. Ce constat a plusieurs conséquences :

- Dans une optique de décarbonation, **l'électrolyse nécessite une électricité très fortement décarbonée**. Elle ne fait sens qu'aux moments où le contenu carbone marginal de l'électricité mobilisée est inférieur à 180 g/kWh, voire 135 g/kWh dans le cas où l'hydrogène est mobilisé pour des usages énergétiques plutôt que spécifiques. Ceci revient à dire que l'électrolyse ne peut faire sens qu'aux moments où la totalité de la production électrique est décarbonée. En outre, le contenu carbone résiduel de l'électricité mobilisée ne doit pas être négligé dans les calculs.
- **Produire de l'hydrogène d'électrolyse abordable suppose de disposer d'un approvisionnement en électricité à très bas coût**. Ce paramètre est bien plus déterminant que le facteur de charge des électrolyseurs, dès lors qu'on dépasse un facteur de charge minimal dont la valeur, restant à préciser, pourrait être de l'ordre de 1 500 ou 2 000 heures par an (soit autour de 20 %). Dans le cas français, où aucun moyen de production électrique n'atteint les coûts extrêmement bas du photovoltaïque en déserts ensoleillés, l'atteinte de ces très bas coûts semble devoir passer non par des moyens de productions électriques dédiés à l'électrolyse, mais par un jeu de complémentarités avec les autres composants du système électrique. L'électrolyse trouve alors sa place en valorisant des productions électriques fatales, dans des périodes d'excédents. Ceci n'est possible que si l'électrolyse est **optimisée pour un fonctionnement à faible facteur de charge**, et associée à des **stockages d'hydrogène de grande ampleur**.

Ceci positionne a priori le déploiement de l'électrolyse **en fin de trajectoire de décarbonation**, après notamment la décarbonation du cœur de la production électrique. Notamment, en Europe, la sortie de la production électrique de base et de semi-base à partir de combustibles (charbon et gaz fossile) apparaît prioritaire.

3. Comparaison des voies de production

D'après les résultats bruts d'un calcul socioéconomique, la voie de production d'hydrogène par vaporeformage de méthane fossile avec capture et stockage du carbone (hydrogène « bleu ») apparaît pertinente à court terme, sous réserve que son bilan climatique complet soit optimisé, et, bien entendu, que l'approvisionnement gazier correspondant soit assuré. Cette voie hydrogène « bleu » se trouve en outre être parmi les toutes premières technologies à faire apparaître la nécessité d'une infrastructure de collecte et de stockage géologique du CO₂ (CSC). Ses coûts d'abattement ne sont susceptibles d'être rejoints par ceux de l'hydrogène d'électrolyse qu'en fin de trajectoire de décarbonation.

La voie de pyrolyse de méthane (hydrogène « turquoise », proche de la voie « bleue » mais stockant le carbone sous forme de « noir de carbone »), au demeurant non encore mature, apparaît a priori un peu moins intéressante, en raison des volumes de méthane et

d'électricité mobilisés. Mais elle présenterait l'avantage d'éviter le stockage géologique de CO₂, et pourrait se prêter davantage à une mise en œuvre décentralisée.

Quant à l'électrolyse en France métropolitaine, elle est susceptible à terme d'atteindre voire de dépasser les performances de la voie « bleue », mais à l'issue, comme indiqué ci-dessus, d'une trajectoire dans laquelle elle vient finaliser la préalable décarbonation du système électrique.

D'autres voies sont théoriquement possibles, mais de mise en œuvre beaucoup plus lointaine : thermolyse de l'eau par solaire à concentration ou nucléaire à très haute température ; craquage de l'eau par photocatalyse.

C'est ainsi une **vision en deux temps** qui se dégage de l'analyse technique :

- Un court-moyen terme qui pourrait donner, si les réserves le concernant sont levées, une place prépondérante à l'hydrogène « bleu », avec donc captage et stockage géologique du CO₂, tandis que le développement des moyens de production d'électricité décarbonée irait prioritairement à l'accélération de la décarbonation du système électrique,
- Un moyen-long terme où la réussite d'une large décarbonation des systèmes électriques européens leur permettra d'intégrer la production d'hydrogène par électrolyse, laquelle pourra concourir, par la flexibilité qu'elle représente, à leur équilibre.

Cette vision en deux temps, qui porte sur les volumes produits, n'est pas exclusive des investissements de R & D et d'industrialisation nécessaires pour faire baisser les coûts, positionner l'industrie nationale et assurer que les systèmes industriels pertinents soient effectivement en place au moment désiré.



ANNEXE

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

Yves Marignac, Association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaire de rédaction

Olivier de Broca

Contact presse

Matthias Le Fur, directeur du service Édition/Communication/Événements

01 42 75 61 37, matthias.lefur@strategie.gouv.fr

RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens.