

# UFe

Union  
Française  
de l'Électricité

LA FRANCE À L'AVANT-POSTE  
DE LA LUTTE CONTRE  
LE RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE  
GRÂCE À SON  
HYDROGÈNE DÉCARBONÉ

NOVEMBRE 2021

L'Union Française de l'Electricité a consacré ses travaux entre septembre 2020 et octobre 2021 à la thématique de l'hydrogène décarboné. Ainsi, en rassemblant les visions non seulement des énergéticiens mais également de l'ensemble des acteurs de l'écosystème de l'hydrogène, l'UFE a produit un rapport permettant de porter un avis éclairé sur les usages et la production de cette molécule ainsi que sur la réglementation permettant de soutenir la production d'hydrogène à partir d'électrolyse.

Pour ce faire, l'UFE a mené durant ce cycle de travail les auditions de :



C'est donc sur la base de ces auditions, de l'expertise des membres de la Commission Prospective et Innovation de l'UFE et d'études de référence que le présent rapport a été rédigé.



# Sommaire

<b>1. Un alignement des planètes favorable à l'hydrogène décarboné</b>	<b>5</b>
a) La nécessité d'un vecteur complémentaire à l'électricité pour décarboner les usages pour lesquels l'électrification n'est pas praticable	5
b) Un contexte international porteur	7
c) La stratégie française pour le développement de l'hydrogène	10
<b>2. Les nombreux usages de l'hydrogène décarboné</b>	<b>15</b>
a) Les émissions de gaz à effet de serre associées à l'hydrogène	15
b) La décarbonation de l'industrie	18
c) La décarbonation des transports	24
d) L'hydrogène et le stockage de l'électricité	35
<b>3. Le défi de la production de l'hydrogène décarboné</b>	<b>39</b>
a) Les moyens de productions traditionnels de l'hydrogène carboné	39
b) L'électrolyse, élément clé de l'hydrogène décarboné	40
c) Les autres moyens de production de l'hydrogène décarboné	44
d) Le défi du transport de l'hydrogène	46
e) Comparaison des coûts de production de l'hydrogène décarboné : état des lieux et prospective	52
f) L'adaptation du mix électrique à la production massive de l'hydrogène décarboné	57
<b>4. La nécessité d'une réglementation ambitieuse et cohérente pour massifier l'hydrogène produit à partir d'électrolyse</b>	<b>63</b>
a) L'hydrogène a-t-il vraiment une couleur ?	63
b) Quelle définition pour l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre ?	65
c) Comment soutenir l'hydrogène décarboné produit par électrolyse ?	69
<b>5. Recommandations</b>	<b>72</b>



# 1. Un alignement des planètes favorable à l'hydrogène décarboné

## a) La nécessité d'un vecteur complémentaire à l'électricité pour décarboner les usages pour lesquels l'électrification n'est pas praticable

**L'atteinte de la neutralité climatique au niveau mondial ne pourra se faire que par un recours accru aux énergies décarbonées, en complément des deux leviers prioritaires d'action que sont la sobriété et l'efficacité dans la consommation d'énergie et de matière.**

Ainsi, dans son scénario compatible avec l'Accord de Paris, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit que la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie dépasse celle du pétrole et atteint 31 % en 2040 contre 19 % en 2018<sup>1</sup>, sa production reposant massivement sur des sources de production bas-carbone (les énergies renouvelables pour les deux-tiers et le nucléaire pour environ 11 %). L'électrification de l'économie jouera par conséquent un rôle majeur pour atteindre directement et efficacement l'objectif d'une société décarbonée sur le « Vieux continent », l'Union européenne se fixant comme objectif l'atteinte de la neutralité climatique d'ici à 2050<sup>2</sup>. Enfin, en France la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) fixe à 53 % la part de marché de l'électricité dans la consommation finale d'énergie en 2050, contre 25 % en 2015<sup>3</sup>. Développer l'usage d'une électricité bas-carbone pour limiter le réchauffement climatique est jusqu'à aujourd'hui une caractéristique française car l'hexagone possède d'ores et déjà un mix décarboné à plus de 90 %.

Toutefois, **l'électricité décarbonée ne pourra pas remplacer à elle seule l'ensemble de la consommation mondiale d'énergies fossiles.** D'une part car cette dernière quantité croît à un rythme rapide depuis de nombreuses décennies, dans un tout autre ordre de grandeur que la consommation d'électricité décarbonée. L'écart à combler entre ces deux types d'énergie restera conséquent pendant encore longtemps, fut-ce

même si la consommation énergétique mondiale diminuait grâce à des politiques publiques privilégiant la sobriété et l'efficacité énergétique. D'autre part, car l'usage direct de l'électricité ne constitue pas toujours une solution techniquement et économiquement adaptée à la décarbonation de l'ensemble des usages. En effet, l'atteinte de la neutralité climatique repose également sur le développement d'autres vecteurs énergétiques comme les réseaux de chaleur décarbonés, la biomasse, le biogaz ou bien encore le solaire thermique.

Or, même ces dernières énergies ne constituent pas aujourd'hui des solutions satisfaisantes afin de décarboner des usages extrêmement émetteurs de gaz à effet de serre (GES) comme les transports lourds (*cf. partie 2.c*) ou certains usages industriels (*cf. partie 2.b*). **La nécessité de trouver un vecteur énergétique polyvalent complémentaire à l'électricité et pouvant également être produit et utilisé sans émettre de GES se fait donc de plus en plus urgente.** C'est dans cette optique que la molécule de dihydrogène, appelée plus communément hydrogène, a un rôle de tout premier plan à jouer. De plus, **l'hydrogène a une densité massique d'énergie deux à trois fois supérieure au pétrole. Autrement dit, 1 kg d'hydrogène contient autant d'énergie qu'environ 3 kg de pétrole.** Cependant, l'hydrogène ayant pour caractéristique une très faible densité volumique à pression atmosphérique, même avec un stockage sous pression de 350 bars la molécule reste sous forme gazeuse et par conséquent son encombrement est encore 13 fois plus grand que celui de l'essence<sup>4</sup>.

1 IEA, « World Energy Outlook 2019 », Sustainable Development Scenario, novembre 2019.

2 Commission européenne, « Stratégie à long terme à l'horizon 2050 », novembre 2018.

3 Scénario AMS 2050. DGEC, « Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat », janvier 2020.

4 OPECST, « Les modes de production de l'hydrogène », avril 2021.



L'hydrogène requiert donc d'être transformé pour pouvoir être stocké dans un volume raisonnable :

- Soit en le comprimant à 700 bars : 7 litres d'hydrogène peuvent alors contenir autant d'énergie qu'1 litre d'essence<sup>5</sup> ;
- Soit en le liquéfiant à une température de - 253°C pour le comprimer davantage : 4 litres d'hydrogène liquide équivalent alors à 1 litre d'essence<sup>6</sup>.

Bien que l'hydrogène requière de grandes quantités d'énergie pour être fabriqué (cf. partie 3.e)), dès lors qu'il est produit sans émettre de GES, ce gaz a largement sa place pour décarboner de multiples usages **pour lesquels il n'existe pas d'alternative**. Ainsi par exemple le chauffage des bâtiments est plus indiqué avec des pompes à chaleur, du solaire thermique, de la biomasse ou grâce à un raccordement à un réseau de chaleur décarboné qu'avec l'utilisation d'hydrogène dans des chaudières<sup>7</sup>.

L'ampleur du développement de l'hydrogène décarboné est soumis à de nombreuses incertitudes d'ordres technologique, industriel, ou portant sur les problématiques d'approvisionnement, toutefois **la prise en compte croissante de l'enjeu climatique dans les politiques publiques, couplée à la baisse continue des coûts de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables ainsi qu'à une plus grande maturité technique pourrait faire de la décennie qui vient celle de l'hydrogène**.



	Hydrogène <sup>1</sup>	Pétrole brut <sup>2</sup>
Densité énergétique massique	33,3 kWh <sub>PCI</sub> /kg	11,7 kWh <sub>PCI</sub> /kg
Densité énergétique volumique	3 kWh <sub>PCI</sub> /m <sup>3</sup>	10 500 kWh <sub>PCI</sub> /m <sup>3</sup>

1 Sous une pression de 1 bar et une température de 0 °C. France Hydrogène, « Mémento de l'Hydrogène, Fiche 1.2 », février 2018.

2 Base Carbone de l'Ademe.

À titre de comparaison la densité énergétique massique d'accumulateurs électrochimiques se situe entre 40 et 200 Wh/kg et la densité énergétique volumique entre 70 et 300 kWh/m<sup>3</sup> (Daniel Chatroux, « Accumulateurs Lithium-ion et véhicules électriques. Symposium de Génie Electrique », juin 2016, Grenoble, France. hal-01361703).

3 On distingue le pouvoir calorifique supérieur (PCS), qui désigne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite, au pouvoir calorifique inférieur (PCI), qui exclut cette chaleur de condensation. Le PCI d'une combustion donnée sera en conséquence toujours inférieur au PCS.

5 IFPEN

6 IFPEN

7 Par exemple, chauffer un logement avec de l'hydrogène produit au préalable par électrolyse requiert 6 à 7 fois plus d'électricité que d'utiliser une pompe à chaleur. Fraunhofer IEE, « Hydrogen in the energy system of the future : focus on heat in buildings », juillet 2020.



## b) Un contexte international porteur

La filière hydrogène bénéficie aujourd'hui d'un consensus unanime au niveau international : **sans la prise en compte du vecteur hydrogène, l'objectif de limitation du réchauffement planétaire à un niveau inférieur à 2 °C d'ici la fin du siècle ne sera pas atteignable.** De plus, l'hydrogène pourra contribuer à répondre à d'autres demandes sociétales fortes comme l'amélioration de la qualité de l'air dans les zones urbaines (cf. partie 2.c)) ou bien permettre l'accès à l'électricité dans certaines régions du monde (cf. partie 2.d)). En France plus particulièrement, la crise sanitaire, qui a touché le pays depuis mars 2020, a fait ressurgir au premier plan les enjeux de réindustrialisation et de relocalisation de l'industrie. L'hydrogène pourrait ainsi permettre de créer une nouvelle filière industrielle forte en France, créatrice de valeur et d'emplois, tout en réduisant la dépendance vis-à-vis des importations des hydrocarbures ce qui redresserait la balance commerciale.

**Le niveau des politiques de soutien à l'hydrogène décarboné sera essentiel pour permettre d'arriver à ces objectifs.**

Fin 2020, une dizaine de gouvernements sur tous les continents avaient rendu public des stratégies nationales de développement du vecteur hydrogène, une dizaine d'autres étaient en préparation tandis que le soutien aux projets pilotes prenait de l'ampleur, comme indiqué page suivante (figure 1). La Chine en particulier a d'ores et déjà investi entre janvier et septembre 2020, c'est-à-dire en moins d'un an, 16 milliards de dollars dans cette filière, soit dans un tout autre ordre de grandeur que les pays européens moteurs<sup>8</sup>. Depuis 2010, la production chinoise d'hydrogène a cru de 6,8 % par an, atteignant un total de

21 millions de tonnes en 2018, soit 18 % du total mondial. La Chine ayant annoncé en septembre 2020 l'objectif d'atteindre un pic d'émissions de GES en 2030 et la neutralité carbone en 2060, la décarbonation de son hydrogène est cruciale car le premier producteur mondial génère son hydrogène quasi-exclusivement grâce au charbon (cf. partie 3.a)). L'enthousiasme des gouvernements locaux pour la molécule ainsi que la capacité de ce pays à réduire massivement les coûts de production industriels pourrait permettre un développement fulgurant dans les années à venir<sup>9</sup>.

En Europe, la dynamique autour de l'hydrogène est restée forte même durant la crise sanitaire et plusieurs pays ont décidé d'y consacrer des enveloppes conséquentes :

Espagne*	8,9 Md€
France	7,2 Md€
Allemagne	7 Md€ (+ 2 Md€ avec des partenariats à l'international)
Italie	4 Md€
Autriche	2 Md€
Portugal	1 Md€

\* Dans ce cas particulier, investissements publics et privés.

Au-delà de ces engagements nationaux, la **Commission européenne s'est également emparée du sujet en publiant à l'été 2020 sa « Stratégie hydrogène pour une Europe neutre en carbone »**. L'Union européenne (ci-après « UE ») consacre ainsi l'hydrogène comme une technologie clé pour atteindre ses objectifs

<sup>8</sup> À titre d'exemple la Chine devrait mettre en service en 2023 de gigantesques parcs solaires et éoliens en Mongolie intérieure dont la production d'électricité serait quasi-exclusivement dédiée à la production d'hydrogène, avec un objectif d'en produire 67 000 tonnes par an. Les Echos, « Energies renouvelables : la Chine lance un méga projet d'hydrogène vert », août 2021.

<sup>9</sup> IFRI, « Prospects of a hydrogen economy with chinese characteristics », octobre 2020.



climatiques et pour créer de nombreux emplois dans l'industrie. Les objectifs affichés dans cette feuille de route sont notamment de développer d'ici 2024 une capacité d'au moins 6 GW d'électrolyseurs pour produire 1 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>/an tandis qu'à horizon 2030, la cible s'élève à 2 X 40 GW de capacité installée pour produire 10 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> (40 GW dans l'UE et 40 GW hors UE, plus particulièrement en Ukraine et en Afrique du Nord). Pour atteindre ses objectifs, la Commission européenne s'appuie sur un certain nombre d'outils comme le plan de relance européen (NextGenerationEU), le Green Deal et surtout la Clean Hydrogen Alliance. Créée dans le cadre de la stratégie de l'Union européenne de juillet 2020, cette dernière doit permettre d'accélérer les projets et de lever les freins et verrous de la filière via des appels à projets (84% des projets sélectionnés par la Commission dans le cadre du premier appel d'offres ont concerné des électrolyseurs<sup>10</sup>).

À l'instar du projet européen sur les batteries pour les véhicules électriques, plusieurs Etats membres ont déjà manifesté leur intérêt pour la création d'un PIIEC (Projet Important d'Intérêt Européen Commun) dont la France et l'Allemagne. Un PIIEC est un mécanisme européen de soutien à la recherche, au développement et à l'innovation permettant de favoriser des projets d'intérêt transnational dans des domaines stratégiques. Il autorise notamment les pouvoirs publics nationaux à soutenir les participants au-delà du stade de la recherche, en finançant également les premiers déploiements industriels. La France se mobilise dans ce cadre pour la création d'une « gigafactory » d'électrolyseurs (usine de capacité de production d'un gigawatt d'électrolyseurs par an), composants clés pour la mobilité hydrogène et la décarbonation d'unités industrielles. Ce projet pourra également concerner l'industrialisation d'autres briques technologiques (piles à combustible, réservoirs, matériaux...), dans une logique d'amélioration de la chaîne de valeur au

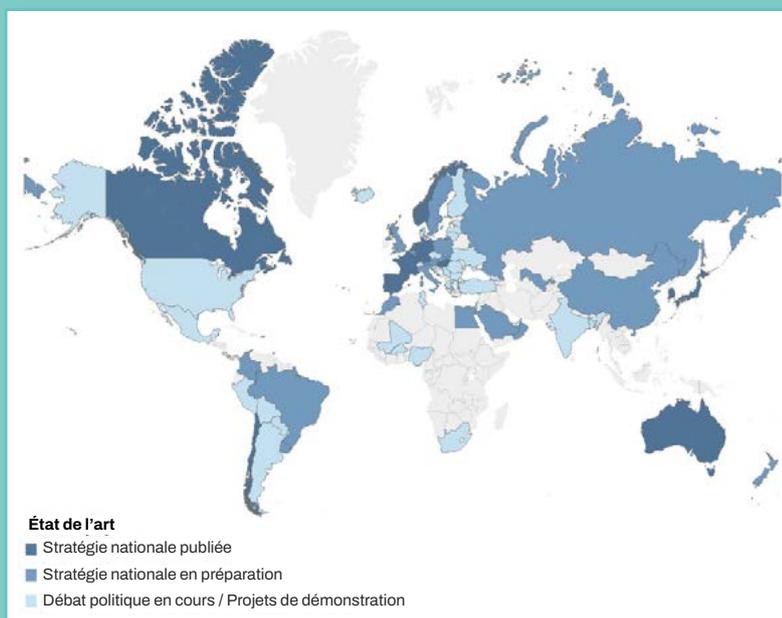


Figure 1 : Etat des lieux des stratégies mondiales d'hydrogènes en 2021. World Energy Council, « Working paper | National hydrogen strategies », septembre 2021.

<sup>10</sup> CONTEXTE Énergie, « Les difficiles débuts de l'Alliance européenne pour un hydrogène « propre » », juillet 2021.



niveau européen. La sortie de terre d'une telle usine pourrait rapidement devenir réalité car notamment deux entreprises sont sur les rangs<sup>11</sup> :

- La société Genvia, portée notamment par le CEA et qui mise sur une technologie d'électrolyseur d'oxyde solide à haute performance réversible, s'est installée à Béziers et vise des systèmes d'une capacité de plusieurs mégawatts dès 2024 ;
- L'entreprise McPhy, dont EDF est actionnaire et qui commercialise des électrolyseurs alcalins, compte sur des financements du PIIEC pour débuter sa production à Belfort, également début 2023. La construction de cette dernière infrastructure industrielle représenterait un investissement de 30 à 40 millions d'euros et conduirait à la création d'environ 400 emplois en France.

De nombreuses associations d'industrielles en France et à l'international travaillent sur les sujets liés à l'hydrogène décarboné et l'avenir de la filière, ce qui démontre l'intérêt global pour l'hydrogène ainsi que le besoin de structuration de la filière. **Grâce à un soutien durable dans la recherche, le développement et l'innovation, l'Europe est encore en position de leader mondial et la Clean Hydrogen Alliance et le PIIEC pourraient permettre de le rester mais la concurrence internationale est rude.** L'hydrogène, au service de l'environnement et de l'économie, constitue donc un véritable pari de la part de la Commission européenne.



<sup>11</sup> Techniques de l'Ingénieur, « Deux gigafactories d'électrolyseurs pour hydrogène « vert » lancées en France », juin 2021.



## c) La stratégie française pour le développement de l'hydrogène

En 2016 déjà avait eu lieu une première initiative des pouvoirs publics pour un appel à projets « Territoires Hydrogène » grâce auquel la filière hydrogène a pu afficher son dynamisme et son potentiel d'innovation et des territoires expérimenter de nouveaux modèles économiques. Toutefois, **la France a véritablement changé d'échelle en 2018 en étant l'une des premières nations à annoncer un plan national de déploiement de l'hydrogène**<sup>12</sup>. Ce plan actait trois priorités pour la filière :

- Mettre en place des dispositifs de soutien public au déploiement de la filière électrolyse avec pour objectif d'atteindre une part de 10 % d'hydrogène décarboné dans les usages industriels de l'hydrogène en 2023 et une part de 20 % à 40 % en 2028 ;
- Déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène, sur la base notamment de flottes professionnelles, avec l'introduction de 5 000 véhicules légers et 200 lourds (bus, camions, train express régionaux – TER – et bateaux) ainsi que la construction de 100 stations alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023<sup>13</sup>. Ces objectifs étant respectivement fixés à entre 20 000 et 50 000 véhicules légers, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations à l'horizon 2028 ;
- Lancer des premières expérimentations et les premiers déploiements de services au réseau électrique dans les zones non interconnectées (ZNI<sup>14</sup>), dont le contexte rend l'hydrogène intéressant pour stabiliser les réseaux énergétiques, et également expérimenter l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz afin de les décarboner.

Les recommandations du plan ont été progressivement mises en œuvre les années suivantes et des premiers outils de structuration de la filière ont été également lancés comme le comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » le 28 mai 2018 qui, dans le cadre du Conseil national de l'industrie, vise à permettre une reconquête industrielle française, filière par filière.

**De nombreux éléments du plan national de déploiement de l'hydrogène ont par la suite été intégrés dans la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019**<sup>15</sup>. La version définitive du texte inclut un objectif de 20 % à 40 % d'hydrogène renouvelable et bas carbone dans la consommation finale d'hydrogène en 2030 (article 1<sup>er</sup>) et prévoit une ordonnance pour « *définir la terminologie des différents types d'hydrogène en fonction de la source d'énergie utilisée pour sa production ; permettre la production, le transport, le stockage et la traçabilité de l'hydrogène ; définir un cadre de soutien applicable à l'hydrogène produit à partir d'énergie renouvelable ou par électrolyse de l'eau à l'aide d'électricité bas-carbone* » (article 52). Cette ordonnance a depuis été publiée le 17 février 2021 (cf. partie 4.b)). Les cibles du plan national de déploiement de l'hydrogène ont ensuite été confirmées début 2020 au sein de la stratégie française pour l'énergie et le climat, composée de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) :

12 MTE, « Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique », juin 2018.

13 56 stations à hydrogène sont actuellement en activité en France selon le site H2 mobile (site consulté début août 2021).

14 La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Réunion, Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique, Guyane), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna) et l'île anglo-normande de Chausey.

15 Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.



	2023	2028
Démonstrateur de puissance power-to-gas (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel	10 %	20 % à 40 %
Nombre de véhicules utilitaires légers à hydrogène	5 000	20 000 à 50 000
Nombre de véhicules lourds à hydrogène	200	800 à 2 000

Enfin, dans le cadre du plan « France relance », les ministres de l'Economie et de la Transition Écologique ont présenté le 8 septembre 2020 la « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France ». La nouvelle feuille de route est, elle aussi, articulée autour de 3 grands axes :

- **Décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse**, en installant une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW par électrolyse en 2030. Cela revient à multiplier par 700 la capacité actuelle installée de 9 MW.

- **Développer une mobilité lourde à l'hydrogène bas-carbone** sur un grand nombre de segments : véhicules utilitaires légers, poids lourds, bus, bennes à ordures ménagères, trains, navires, avions (cf. partie 2.c)). Pour ce faire, deux appels à projets ont été lancés par l'ADEME en octobre. Le premier, « Briques technologiques et démonstrateurs » (doté de 350 M€ d'ici 2023), vise à développer ou améliorer les composants et systèmes liés à la production et au transport d'hydrogène et à ses usages tels que les applications de transport ou de fourniture d'énergie<sup>16</sup>. Le deuxième, « Ecosystèmes territoriaux » (doté de 275 M€ d'ici 2023), vise à favoriser les économies d'échelle en déployant des écosystèmes territoriaux regroupant différents usages et réunissant des collectivités et des industriels<sup>17</sup>.

- **Soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences** afin de favoriser les usages de demain. Un programme prioritaire de recherche « Applications de l'hydrogène » devra ainsi permettre de préparer la future génération des technologies de l'hydrogène (piles, réservoirs, matériaux, électrolyseurs...). De plus, l'Etat accompagnera le développement de campus des métiers et des qualifications dédiés à l'hydrogène (une quinzaine de métiers sont déjà en tension<sup>18</sup>). Cette stratégie se donne pour objectif de générer entre 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects.

16 L'appel à projets est ouvert au fil de l'eau jusqu'au 31 décembre 2022.

17 Deux périodes d'appels d'offres ont déjà été clôturés avec un total d'aide de plus d'un milliard d'euros engagé, et la date de fin de dépôt des dossiers pour la troisième période est fixée au 14 septembre 2021.

18 France Hydrogène, « Compétences-métiers de la filière hydrogène », 2021.



Au total, 7,2 milliards d'euros de soutien public seront alloués à la filière hydrogène d'ici 2030, dont 3,4 milliards d'euros sur la période 2020-2023 répartis tel qu'illustré sur la figure 2 ci-contre.

Afin d'assurer une mise en œuvre efficace de cette nouvelle stratégie, le Gouvernement a décidé en janvier 2021 la création du Conseil National de l'hydrogène. Cette instance « aura pour rôle de structurer les échanges entre l'Etat et les parties prenantes de la mise en œuvre de la stratégie, en particulier les filières industrielles, et de mesurer le bon déroulement des actions prévues pour identifier, le cas échéant, les éventuels freins. Elle contribuera ainsi au développement d'une filière française compétitive de l'hydrogène décarboné, favorisera l'émergence de projets collectifs visant à la structuration d'une chaîne de valeur complète sur notre territoire ou dans le cadre de coopérations européennes »<sup>19</sup>. Enfin, le Parlement a récemment adopté le 20 juillet 2021 la loi « Portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets », dite loi Climat et Résilience, et de nouvelles mesures concernent tout spécifiquement l'hydrogène<sup>20</sup>. L'article 88 ouvre notamment la possibilité pour les communes et intercommunalités qui le souhaitent d'aménager, exploiter, ou faire aménager et exploiter par un tiers, des installations de production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone sur leurs territoires. Les députés ont également acté à l'article 85 la création d'un nouvel appel d'offres pour développer des capacités de stockage d'électricité qui pourra être activé par les pouvoirs publics lorsque l'atteinte des objectifs de la PPE sera jugée insuffisante ou lorsque RTE mettra en évidence des besoins de flexibilité. RTE prévoit cependant que les besoins de stockage et de flexibilité du système électrique ne devraient

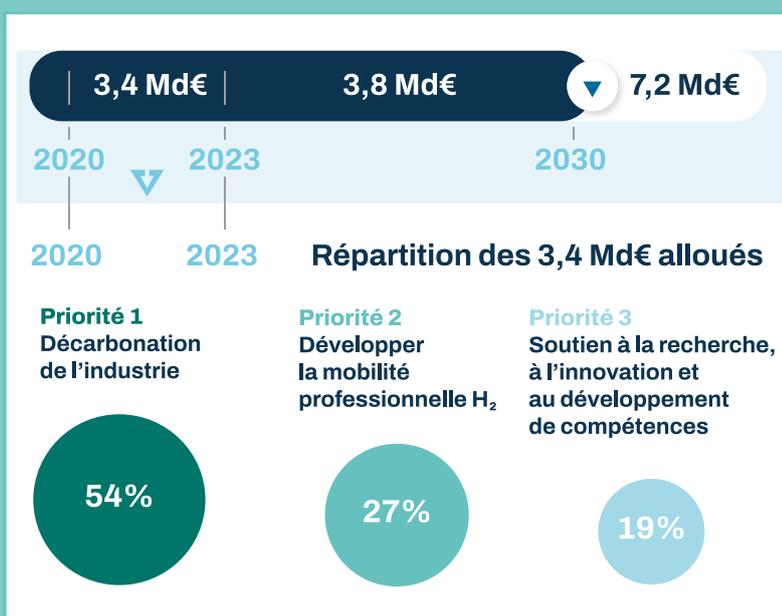


Figure 2 : Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. France Hydrogène.

<sup>19</sup> Communiqué du ministère de l'Enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation, janvier 2021.

<sup>20</sup> Pour plus de détails cf. France Hydrogène, « Loi climat et résilience : quelles nouveautés pour l'hydrogène ? », juillet 2021.



émerger qu'à compter de 2035, selon les scénarios, dans lesquels l'hydrogène peut servir de solution de stockage saisonnier (*cf. partie 2.d*). Enfin, l'article 133 prolonge un dispositif de suramortissement fiscal pour l'acquisition de poids lourds à hydrogène et l'article 107 crée un prêt à taux zéro pour aider les particuliers et les entreprises à financer l'acquisition de véhicules à faibles émissions.

**Les prochaines années doivent être consacrées à un passage à l'échelle des projets et des technologies : au plus haut niveau de l'Etat, l'hydrogène est désormais considéré comme une filière d'excellence conjuguant décarbonation et réindustrialisation.** Pour ce faire, le Gouvernement pourra s'appuyer sur un grand nombre d'entreprises françaises bien positionnées pour faire partie des leaders mondiaux tout au long de la chaîne de valeur de l'hydrogène.

SH2

## 2. Les nombreux usages de l'hydrogène décarboné

### a) Les émissions de gaz à effet de serre associées à l'hydrogène

La production mondiale d'hydrogène pur a été multipliée par 3 en 40 ans pour satisfaire une demande de 75 millions de tonnes en 2019, principalement pour le raffinage du pétrole et la synthèse de l'ammoniac (voir figure 3 ci-contre). À ces millions de tonnes d'hydrogène viennent également s'ajouter environ 40 millions de tonnes d'hydrogène coproduit à l'issue de certains processus industriels et consommées directement sur place<sup>21</sup>. En effet, une partie de la production d'hydrogène est fatale, inhérente à certains procédés industriels comme l'électrolyse de la saumure pour la production de chlore, l'oxydation des coupes pétrolières dans le cadre du raffinage ou encore la gazéification du charbon permettant de produire du gaz de synthèse (ces deux derniers procédés étant directement émetteurs de CO<sub>2</sub> contrairement à l'électrolyse de la saumure).

Or, les émissions de GES liées à ces 75 millions de tonnes d'hydrogène sont aujourd'hui considérables puisqu'elles s'élèvent à 900 MtCO<sub>2eq</sub>, soit les émissions combinées de la Grande-Bretagne et de l'Indonésie réunies, ou 2,7 % des émissions mondiales.

En France le vaporeformage du méthane en particulier (cf. partie 3.a)) est à l'origine d'environ 40 % de la production nationale d'hydrogène et de la grande majorité de l'hydrogène non coproduit, et conduit à des émissions de l'ordre de 4 MtCO<sub>2</sub> par an (voir figure 4 page 17).

En 2050, dans un scénario de réchauffement planétaire à +2 °C d'ici la fin du siècle par rapport à l'ère préindustrielle, la demande mondiale en hydrogène pourrait s'élever à plus de 600 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>, ce qui représenterait 18 % de la demande totale d'énergie finale<sup>22</sup>. Dans son scénario plus ambitieux qui permettrait de limiter le réchauffement à +1,5 °C « seulement » (avec

95 % de l'hydrogène produit dans le monde l'est à partir de combustibles fossiles, si bien qu'en moyenne dix kilogrammes d'équivalent CO<sub>2</sub> sont émis lors de la fabrication d'un kilogramme d'hydrogène.



$$1 \text{ kg H}_2 = 10 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}$$

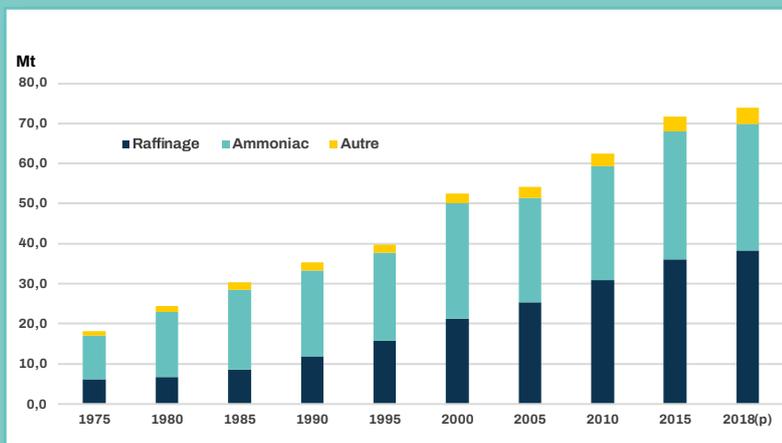


Figure 3 : Évolution de la demande mondiale d'hydrogène pur par usage entre 1975 et 2018. AIE, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>

21 AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.

22 Hydrogen Council, « Hydrogen Scaling Up », 2017.



une probabilité de 50 %), l'AIE estime que la demande en hydrogène décarboné devrait être multipliée par 7 à horizon 2070 (510 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>) pour répondre à environ 13 % de la demande en énergie finale mondiale, principalement dans les transports et l'industrie (voir figure 5 page suivante pour plus de détails)<sup>23</sup>. Dans ce scénario de l'AIE la moitié de l'hydrogène serait produit avec de l'électricité bas-carbone, ce qui représenterait environ 14 000 TWh, soit l'équivalent de la moitié de la production mondiale d'électricité aujourd'hui et 19 % à l'horizon 2070.

Dans ce même scénario de l'AIE, l'hydrogène décarboné pourrait permettre d'éviter l'émission de 2,96 GtCO<sub>2</sub>/an à horizon 2070, notamment en complément de l'électrification des usages<sup>24</sup>. En France, remplacer de l'hydrogène fossile par de l'hydrogène décarboné, par exemple produit par électrolyse, entraînera de façon certaine une réduction des émissions nationales. En effet, l'électricité produite en France est dès aujourd'hui très largement décarbonée et la fermeture annoncée des dernières centrales au charbon conduira à en améliorer encore le bilan carbone dans les prochaines années. **Selon RTE<sup>25</sup>, « le développement de l'électrolyse associé à l'adaptation du parc de production d'électricité décarbonée en France conduit à éviter l'émission annuelle d'au moins 5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2035 dans le scénario [de la] PPE » à l'échelle européenne.** En effet, comme l'indique la figure 6 page suivante, l'augmentation de la production décarbonée prévue par la PPE évite la diminution des exports qui serait associée au développement de l'électrolyse en France.

23 AIE, « Energy Technology Perspective 2020 », septembre 2020.

24 AIE, « Energy Technology Perspective 2020 », septembre 2020.

25 RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.



	Quantité d'hydrogène annuelle consommée	Emissions de gaz à effet de serre associées
Monde <sup>1</sup>	75 Mt	900 MtCO <sub>2eq</sub> (2,7 % des émissions mondiales)
UE	8,3 Mt <sup>2</sup>	70 à 100 MtCO <sub>2eq</sub> (2,5 % des émissions européennes) <sup>3</sup>
France <sup>4</sup>	0,9 Mt à 95 % carboné	10 MtCO <sub>2eq</sub> (2 à 3 % des émissions nationales)

1 IEA

2 EDF

3 [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116\\_EN.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116_EN.html)

4 RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020

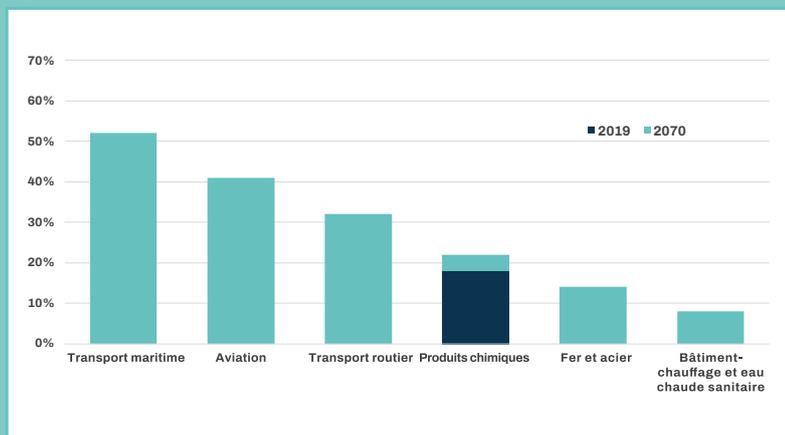
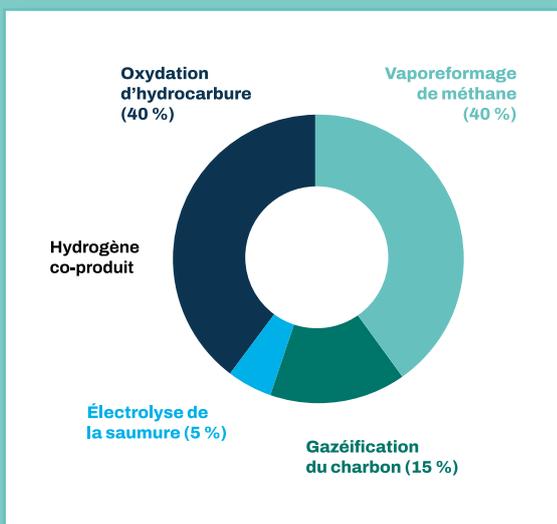


Figure 4 : Production de l'hydrogène en France. RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.

Figure 5 : Part de l'hydrogène dans la consommation d'énergie finale mondiale selon le secteur dans le scénario SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE. AIE, Energy Technology Perspectives, septembre 2020.

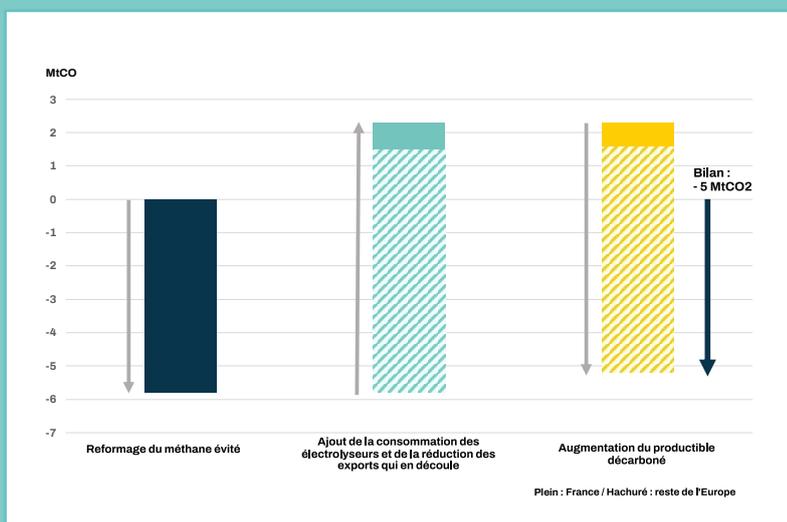


Figure 6 : Effet sur les émissions à l'échelle européenne du développement de l'électrolyse à l'horizon 2035 (dans le cas où les électrolyseurs s'approvisionnent sur le marché en base, hors situations de tension). RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.

## b) La décarbonation de l'industrie

L'hydrogène est aujourd'hui massivement utilisé dans le cadre d'applications industrielles, spécifiquement pour le raffinage des produits pétroliers et pour la production d'ammoniac et d'engrais (voir figure 7 ci-contre).

**Le passage de l'hydrogène carboné à l'hydrogène décarboné utilisé dans les applications industrielles sera donc dès la décennie 2020-2030 un passage obligé dû aux objectifs de décarbonation.** En particulier, la Commission européenne a publié, le 14 juillet 2021, son projet de nouveau paquet climat baptisé « Fit for 55 ». Ce dernier vise une réduction globale de 55 % des émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 par rapport à 1990. Pour ce faire, la Commission européenne propose en particulier que « *les États membres veillent à ce que la contribution des carburants renouvelables d'origine non biologique destinés à des utilisations finales énergétiques et non énergétiques représente 50 % de l'hydrogène destiné à des utilisations finales énergétiques et non énergétiques dans l'industrie d'ici à 2030* »<sup>26</sup>. Cet hydrogène permettra également de se substituer aux énergies fossiles utilisées dans certains procédés, comme pour la fabrication de l'acier.

Une grande partie de la demande adressable sera spécifiquement liée à la demande de chaleur à haute température des processus industriels, pour laquelle l'hydrogène décarboné permettrait à la fois de remplir les nouveaux besoins industriels et d'adapter le parc existant à un monde décarboné<sup>27</sup>. Enfin, le développement de

<sup>26</sup> Proposition de révision de la Directive Energies Renouvelable (article 22a, paragraphe 1), juillet 2021.

<sup>27</sup> L'électricité doit également être mobilisée afin de répondre à la production de vapeur de ce secteur. Ce segment de demande est tout à fait accessible à l'électricité au moyen de pompes à chaleur haute température mais également de chaudières électriques, technologies totalement matures permettant de réduire de plus de 90 % les 16 MtCO<sub>2</sub> que représente ce besoin, à des conditions économiques d'abattements inférieures à la valeur de l'action pour le climat. UFE, « La transition écologique comme remède à la crise », septembre 2021.

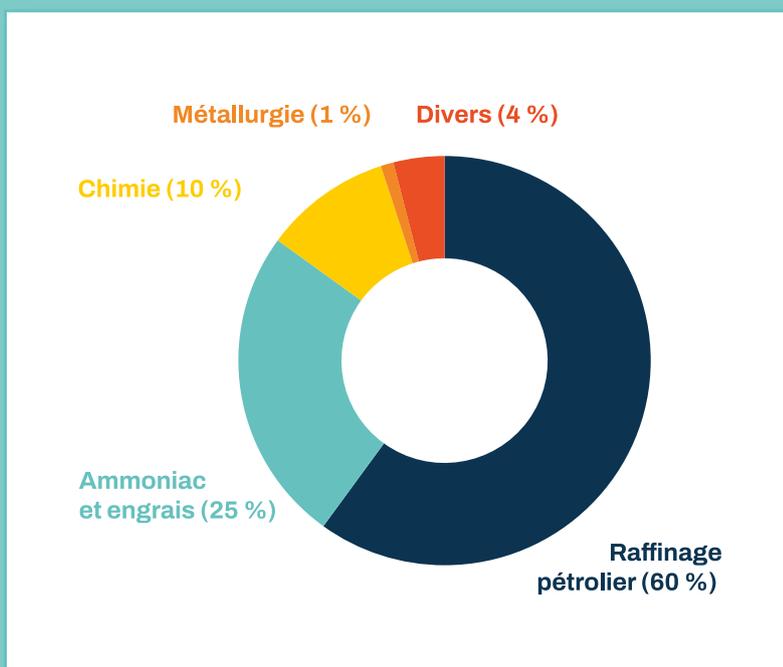


Figure 7 : Consommation d'hydrogène en France. RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020



l'hydrogène décarboné permettrait également de décarboner certains usages moins intensifs que le raffinage ou l'ammoniac comme la verrerie, la métallurgie, l'électronique ou l'agroalimentaire<sup>28</sup>.

### *i. Le raffinage des produits pétroliers*

Afin de pouvoir valoriser l'ensemble du pétrole extrait du sous-sol, des traitements de transformation sont nécessaires. **L'hydrogène est ainsi utile dans les procédés d'hydrocraquage permettant d'obtenir du kérosène ou du gazole. D'autre part, l'hydrogène permet également de désulfurer les produits pétroliers, c'est-à-dire d'en retirer le soufre.** Ce procédé, de plus en plus réglementé, est indispensable durant le raffinage car la combustion d'un produit pétrolier contenant du soufre émettrait sinon du dioxyde de soufre, néfaste pour la santé humaine et à l'origine de pluies acides.

**Le raffinage a consommé 38 millions de tonnes d'hydrogène en 2018**, dont 13 millions ont été coproduites dans les raffineries par certains procédés (notamment le reformage catalytique qui permet d'obtenir de l'essence à partir du naphta lourd, lui-même un produit issu de la distillation du pétrole). **Le raffinage répond ainsi à environ un tiers de ses besoins avec de l'hydrogène coproduit. Pour les deux-tiers restants, il est donc nécessaire de produire de l'hydrogène en émettant moins de GES<sup>29</sup>.**

28 L'hydrogène sert de gaz vecteur (gaz permettant de transporter des gaz actifs) pour des applications diverses comme la fabrication de composants électroniques. Dans l'industrie du verre, il est indispensable à la fabrication du verre plat utilisé notamment pour les écrans plats. L'hydrogène est employé en métallurgie pour les atmosphères de traitement thermique qui permettent de produire des pièces mécaniques ou de modifier leurs propriétés. Enfin, il est utilisé dans l'industrie alimentaire pour hydrogéner des graisses et des huiles ou pour fabriquer certains additifs.

29 AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

### *ii. La synthèse de produits chimiques*

La molécule d'ammoniac, composée d'un atome d'azote et trois d'hydrogène ( $\text{NH}_3$ ), entre dans la fabrication de produits d'entretien, d'explosifs, de certains solvants plastiques ou encore dans le traitement de denrées alimentaires. Cependant, 80 % de l'ammoniac consommé dans le monde sert à fabriquer des engrais azotés pour l'agriculture, eux-mêmes apportant environ la moitié de l'azote utilisé par le secteur agricole (le reste provenant directement de l'environnement ou d'engrais naturels comme le lisier ou le fumier). Or, **31 millions de tonnes d'hydrogène ont été utilisées en 2018 pour produire de l'ammoniac car celui-ci s'obtient par réaction du diazote contenu dans l'air avec de l'hydrogène<sup>30</sup>.** Réduire les émissions de GES associées à la production d'ammoniac implique donc de réussir à produire de l'hydrogène en émettant peu de  $\text{CO}_2$  car l'hydrogène est essentiel à sa production.

Le méthanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), obtenu à partir de monoxyde de carbone et d'hydrogène, est quant à lui utilisé pour produire des matières plastiques, des résines synthétiques, notamment pour fabriquer du contreplaqué, des peintures et de nombreux autres produits d'usage courant. **La synthèse du méthanol consomme environ 10 % de l'hydrogène produit dans le monde.** Les difficultés rencontrées pour réduire les émissions de GES liées à la fabrication du méthanol sont accrues par le besoin de produire du monoxyde de carbone autrement que par gazéification du charbon ou par vaporeformage de méthane.

30 AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.



Selon l'AIE, afin que les émissions de GES inhérentes à la fabrication de ces produits chimiques soient compatibles avec l'Accord de Paris, l'hydrogène utilisé pour leur synthèse devrait être majoritairement produit via des méthodes incluant des dispositifs de capture, stockage et utilisation de CO<sub>2</sub> (Carbon Capture Use and Storage, ou CCUS en anglais, cf. partie 3.c)) et via le procédé d'électrolyse, comme le montre la figure 8 ci-contre.

### iii. La production d'acier décarboné grâce à l'hydrogène

En 2018 le monde a produit 1 800 millions de tonnes d'acier, à l'origine de 3,6 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit environ 10 % des émissions mondiales induites par la combustion de ressources fossiles<sup>31</sup>. L'acier est utilisé pour de très nombreuses applications comme la construction de ponts et de grattes ciels mais également de voitures, bateaux, rails de chemin de fer ou bien encore pour les boîtes de conserve et les vis. La majorité de la production primaire d'acier (par opposition à la production secondaire qui désigne le recyclage) se fait aujourd'hui par réduction du minerai de fer, action qui consiste à retirer les atomes d'oxygène du fer pour obtenir du fer brut sous haute température dans des hauts fourneaux (plus de 1 000 °C). Le carbone et l'énergie nécessaire à cette réaction est obtenue grâce au charbon dont la combustion émet des émissions massives de GES.

Dans le but de réduire cette empreinte, la première solution envisagée par les industriels était d'installer des dispositifs de capture et stockage de CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage, ou CCS en anglais), cependant l'installation d'un tel système

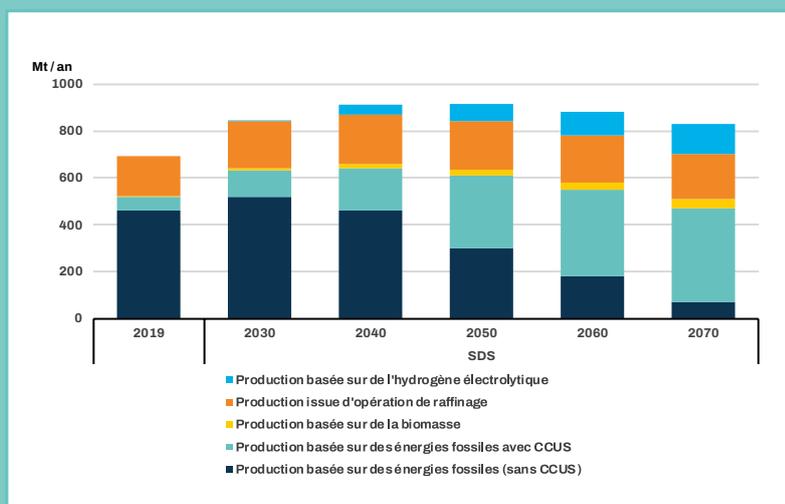


Figure 8 : Évolution de la production mondiale de produits chimiques entre 2019 et 2070 selon le mode de production et dans la trajectoire SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE. AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.

31 AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.



est techniquement difficile et coûte encore cher<sup>32</sup>. Son modèle d'affaire dépend également du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché européen. Dès lors, plusieurs entreprises misent sur l'utilisation d'hydrogène décarboné comme moyen de substitution au charbon, permettant également d'opérer à une plus basse température. Comme le montre la réaction ci-contre, **retirer l'oxygène des pellets de minerai de fer grâce à l'hydrogène ne crée plus de dioxyde de carbone mais uniquement de l'eau.**

L'Allemand Thyssenkrupp a annoncé vouloir débiter sa production d'acier de cette façon en 2023 et en Suède le sidérurgiste SSAB prévoit de faire de même en 2026 avec pour objectif d'avoir une production d'acier à grande échelle totalement sans énergie fossile à horizon 2035. Pour ce faire l'entreprise s'est associée depuis 2017 à l'énergéticien Vattenfall et à la compagnie minière LKAB autour du projet HYBRIT (pour technologie de rupture de fabrication du fer grâce à l'hydrogène, ou HYdrogen BReakthrough Ironmaking Technology en anglais) et a le soutien de l'agence de l'énergie suédoise (voir figure 10 page 23).

**Son objectif est de faire baisser les émissions émises lors de la production d'une tonne d'acier de 1 600 kgCO<sub>2</sub><sup>33</sup> à 25 kgCO<sub>2</sub>.** Le principe est d'utiliser l'hydrogène au lieu du carbone pour réduire le minerai de fer, tout en cherchant également à diminuer le recours aux énergies

32 En France, le projet de démonstrateur ULCOS avait ainsi été lancé sur un haut-fourneau à Florange avec du stockage de CO<sub>2</sub> prévu dans la Meuse. Il a notamment été abandonné en 2012 pour cause de non-viabilité technique et financière. À l'étranger, l'usine de production d'acier située à Mussafah aux Emirats Arabes Unis est à ce jour le seul site à avoir mis en place du CCS. Depuis 2016, 0,8 MtCO<sub>2</sub> par an est capturé puis transporté pour être stocké dans des anciens puits de pétrole. Global CSC Institute, « CCS : a necessary technology for decarbonising the steel sector », juin 2017.

33 Valeur pour les hauts-fourneaux les plus performants, les moins performants atteignent 2 800 kgCO<sub>2</sub>. Sénat, « Rapport d'information sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI<sup>e</sup> siècle : opportunité de croissance et de développement », juillet 2019.

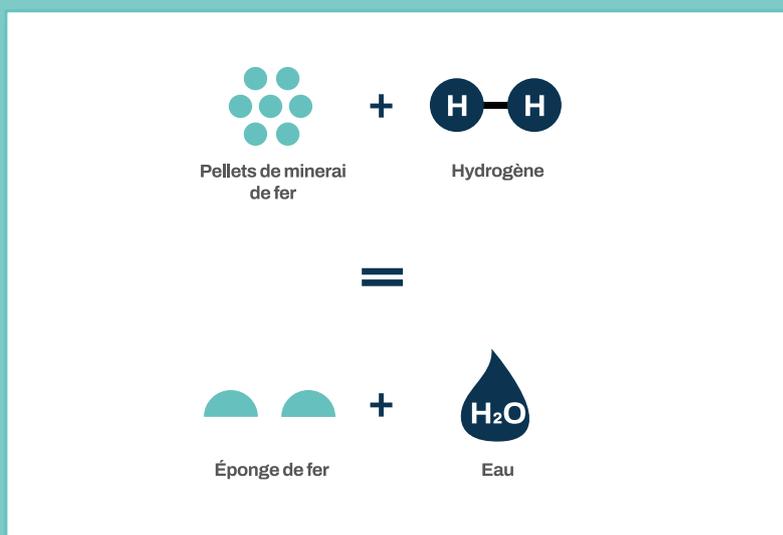


Figure 9 : Processus de transformation du minerai de fer en éponge de fer grâce à l'hydrogène. Projet HYBRIT.





fossiles pour extraire ce dernier du sous-sol. En juin 2021 les porteurs du projet ont réussi à créer la première « éponge de fer » réduite par hydrogène et zéro carbone au monde dans une usine construite spécifiquement pour démarrer la production à l'échelle industrielle<sup>34</sup>. Ces éponges sont ensuite pressées à haute température pour obtenir des briquettes (dont 100 tonnes ont d'ores et déjà été produites) qui, une fois fondues dans un four électrique, permettent d'obtenir de l'acier. Le déploiement de cette innovation sur tous les sites de LKAB permettrait de réduire les émissions mondiales annuelles de GES de 35 millions de tonnes (soit l'équivalent de deux tiers des émissions de la Suède) moyennant une consommation d'électricité bas-carbone de 55 TWh par an. **La Suède prévoit de remplacer trois de ses hauts-fourneaux par cette technologie d'ici 2045 (année qu'elle s'est fixée pour atteindre la neutralité carbone) ce qui diminuerait les émissions nationales suédoises de 10 % (un tiers des émissions de son industrie)**<sup>35</sup>.

Au sein du projet HYBRIT (dont le principe est décrit sur la figure 11 page suivante), l'hydrogène est produit sur place par électrolyse et émet peu de GES grâce au mix décarboné suédois, il peut ensuite être utilisé immédiatement ou stocké pour être utilisé plus tard.

La demande en acier bas carbone est principalement déterminée par celle du secteur automobile. Or, **un acier décarboné est 20 % plus cher qu'un acier fabriqué à partir de charbon** (qui coûte 400 € la tonne)<sup>36</sup> si bien que cela représenterait par exemple un léger surcoût d'environ 100 € par voiture. Cependant cette option pourrait devenir économiquement préférable si le prix européen de la tonne de CO<sub>2</sub> continue d'augmenter, si la Commission européenne inclut le secteur de l'acier dans le

dispositif de taxe carbone aux frontières, ou bien encore si les productions à grande échelle d'acier et d'hydrogène décarbonés engendrent des baisses de coûts de production. Différents projets essaient également de réduire directement le minerai de fer par électrolyse, ce qui nécessite une forte consommation d'électricité et donc n'aurait sa pertinence que dans des pays capables de produire de grandes quantités d'électricité avec peu de CO<sub>2</sub> (ce type de projet est encore à l'échelle de laboratoire<sup>37</sup>). **Dans le scénario de développement durable de l'AIE la production mondiale d'acier devrait décroître à horizon 2070 pour respecter les objectifs climatiques, allant de pair avec une meilleure part d'acier recyclé (le recyclage couvre aujourd'hui seulement 22 % de la production mondiale d'acier) et une augmentation de la production à partir d'hydrogène décarboné**<sup>38</sup>.

34 Hybritdevelopment.se

35 Sei.org/projects-and-tools/projects/hybrit/

36 TotalEnergies

37 Par exemple le projet Siderwin porté notamment par ArcelorMittal et EDF et soutenu par le programme européen Horizon 2020.

38 AIE, Energy Technology Perspectives, septembre 2020.



Figure 10 : Contribution des trois entreprises parties prenantes du projet HYBRIT au sein des émissions territoriales suédoises, Sei.org, avril 2018.

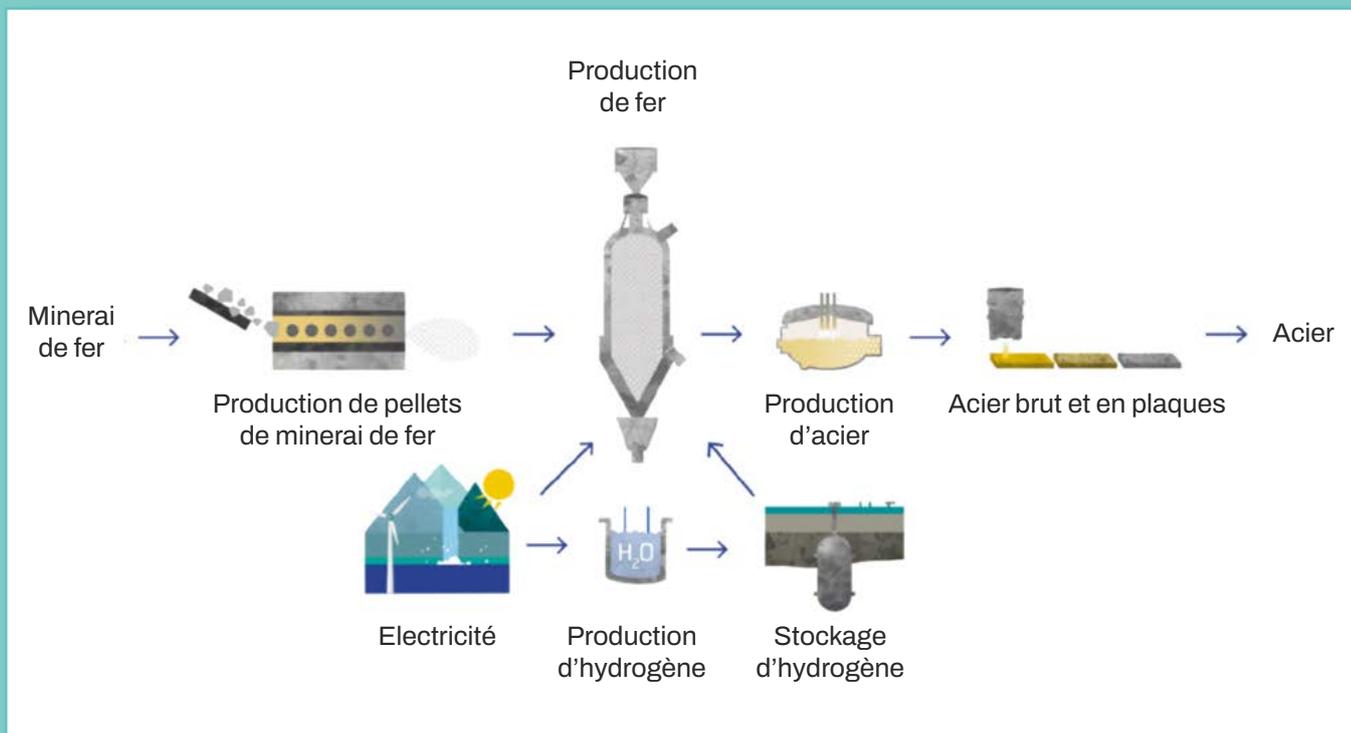


Figure 11 : Principe de fabrication d'acier grâce à l'hydrogène. Projet HYBRIT.



## c) La décarbonation des transports

Plusieurs leviers d'urgence doivent être actionnés, à toutes les échelles, afin de limiter le réchauffement climatique et ses conséquences catastrophiques croissantes pour la biodiversité et la vie humaine. Or, le secteur du transport était en 2018 encore responsable de 25 %<sup>39</sup> des émissions mondiales de GES (31 % en 2019 en France<sup>40</sup>). **Au-delà de la nécessaire rationalisation des déplacements de personnes, du volume de marchandises transportés et du report modal vers des moyens de locomotion massif et bas-carbone, plusieurs solutions technologiques émergent qui permettront de se substituer aux énergies fossiles.** Le déploiement massif du moteur électrique, beaucoup plus efficace que le moteur thermique, est désormais enclenché sur le segment des véhicules légers via le recours à un stockage de l'électricité sur des batteries chimiques. Cependant, ce type de solution peine à s'affranchir de contraintes propres à celles du transport lourd, aussi bien routier, ferroviaire ou aérien, que maritime et fluvial. L'hydrogène décarboné qui offre ainsi plusieurs avantages par rapport aux batteries, comme une autonomie plus grande, une réduction du volume et de la masse du stockage d'énergie, et une vitesse de recharge plus rapide, participera ainsi à la décarbonation du transport lourd. Son utilisation est ainsi encouragée par la Commission européenne qui fixerait une part minimale de 2,6 % de carburants renouvelables d'origine non-biologiques dans le cadre de son projet de nouveau paquet climat « Fit for 55 »<sup>41</sup>.

**L'hydrogène peut être utilisé directement en tant que combustible dans un moteur à combustion, mais cette technologie n'est**

**pas mature**<sup>42</sup>. Son utilisation reste pour l'instant anecdotique, sous forme liquide c'est notamment le carburant utilisé pour la propulsion des lanceurs de navettes spatiales et de satellites. Avec une durée de vie identique à celle des motorisations thermiques existantes, la motorisation hydrogène pourrait cependant afficher un coût très compétitif en s'appuyant sur la technologie maîtrisée des moteurs à combustion et des changements de chaîne de production limités. Par ailleurs, elle ne nécessite pas l'utilisation d'un hydrogène de grande pureté, facilitant ainsi la distribution du carburant. Le constructeur automobile BMW avait commercialisé une centaine d'exemplaire de son modèle Hydrogen 7 entre 2007 et 2009 mais s'est heurté à des problématiques de corrosion et d'usures accélérées qui ont conduit à abandonner cette solution technique<sup>43</sup>.

**L'hydrogène peut également être utilisé indirectement, que ce soit pour alimenter un moteur électrique via une pile à combustible ou bien sous la forme d'un carburant de synthèse.** Alimenté par un mélange d'air et d'hydrogène, la pile à combustible convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en énergie électrique suivant le principe inverse de l'électrolyse (cf. *partie 3.b*). L'utilisation de l'hydrogène dans une pile à combustible présente l'avantage de ne rejeter que de l'eau, ce qui permet d'éliminer les émissions de particules fines, de soufre et d'oxyde d'azote à l'échappement, et donc de réduire fortement la pollution de l'air. Transformé en carburant de synthèse (cf. *partie 3.d*), l'hydrogène pourrait

39 MTE, Data Lab, « Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde », édition 2021.

40 Développement-durable.gouv.fr, « Les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports », fiches thématiques, février 2021.

41 Proposition de révision de la Directive Énergies Renouvelable (article 25, paragraphe 1.b)), juillet 2021.

42 L'IFP Énergies Nouvelles travaille notamment à optimiser le système de combustion afin d'en maximiser les rendements et d'atteindre des émissions d'oxydes d'azote quasi-nulles. D'autres travaux portent sur l'optimisation de l'homogénéisation du mélange hydrogène-air et la maîtrise des points chauds, ou encore le niveau de turbulence et de richesse du mélange pour atteindre de très hauts rendements pour un moteur à combustion proches des 50 %. Enfin, les sujets de compatibilité des matériaux du moteur avec l'hydrogène et d'analyse de cycle de vie sont également étudiés.

43 Carbone 4 & Bertin, « Le secteur maritime navigue-t-il vers la décarbonation ? », juillet 2019.



également alimenter les véhicules lourds à gaz comprimé (« e-méthane »), le transport maritime (ammoniac ou « e-méthanol ») ou bien encore le transport aérien, mais ces productions de carburants alternatifs peuvent diminuer le rendement de la chaîne énergétique.

### *i. Le transport routier*

Dans le cadre de son nouveau paquet climat « Fit for 55 », la Commission européenne propose d'**interdire en 2035 la vente des voitures et des véhicules utilitaires légers émettant des gaz à effet de serre à l'échappement**. Ces normes de CO<sub>2</sub> renforcées ne concernent donc pas les poids lourds qui pourraient cependant rentrer dans le périmètre d'une éventuelle extension du marché des quotas carbone au secteur des transports. La France est de ce point de vue en avance sur le calendrier européen car **la fin de commercialisation des poids lourds utilisant principalement des énergies fossiles est prévue pour 2040**<sup>44</sup>.

Dès lors, depuis janvier 2020 et l'entrée en vigueur du nouveau règlement européen sur les limites d'émissions de GES des véhicules neufs, l'ensemble des constructeurs souhaitant accéder au marché européen adaptent leurs chaînes de production pour développer la production en masse de véhicules électriques à batteries dont les coûts diminuent rapidement. **L'hydrogène pourrait donc avoir du mal à trouver sa place sur le segment des transports légers par rapport aux véhicules à batteries**. Toutefois, l'hydrogène peut être malgré tout une solution pertinente pour certains usages professionnels intensifs (transport de marchandises ou de personnes) nécessitant une grande autonomie et une recharge rapide des véhicules. La société de taxis Hype propose ainsi depuis 2015 des véhicules disposant d'une autonomie de plus de

500 km et se rechargeant en moins de 5 minutes<sup>45</sup> (sur la base d'une consommation d'environ 1 kg d'hydrogène pour 100 km<sup>46</sup>). D'ici à 2024 la société prévoit de s'appuyer sur une vingtaine de nouvelles stations à hydrogène en Île-de-France (contre quatre actuellement).

Du point de vue environnemental, l'ADEME<sup>47</sup> démontre également qu'**un véhicule utilitaire ou qu'une voiture à hydrogène peuvent avoir une empreinte carbone entre 69 % et 75 % plus faible qu'un véhicule diesel, pour le même service** (sur l'ensemble du cycle de vie comprenant la phase de production du carburant, la fabrication du véhicule et ses équipements, et son exploitation jusqu'à la gestion de la fin de vie) lorsque l'hydrogène est produit à la station par électrolyse de l'eau<sup>48</sup>. Le véhicule à batterie présente les meilleurs résultats avec un impact 78 % moindre que celui du véhicule diesel. Néanmoins, les véhicules diesel et hydrogène présentent, à date, des autonomies kilométriques supérieures, ainsi que des fonctionnalités différentes en termes de charge, de volume utile et de disponibilité liée au remplissage rapide de leur réservoir. Les services rendus par ces véhicules étant différents, leur comparaison est donc à relativiser<sup>49</sup>.

45 <https://hype.taxi>

46 Rapport de la mission sur la filière hydrogène-énergie diligentée par le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en février 2015.

47 ADEME, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usage en mobilité légère », septembre 2020

48 Dans le cas où l'hydrogène est produit par vaporeformage du gaz naturel sans CCS et transporté à 200 bars jusqu'à la station cette empreinte carbone n'est que de 11 % plus faible.

49 À date, une étude équivalente n'a pas encore été menée par l'ADEME pour d'autres modes de transport dont les transports lourds terrestres qui sont pourtant des segments où l'hydrogène pourrait contribuer à décarboner le secteur.

44 Loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, Article 25, Juillet 2021.



## L'hydrogène a donc principalement sa place sur le segment des véhicules routiers lourds de tous types :

- **Les bus** : une vingtaine de bus à hydrogène sont d'ores et déjà en exploitation en France, dont 8 dans la ville de Pau depuis fin 2019 et affichant une autonomie de 240 km permettant de parcourir toute la journée, sans arrêt à la station de recharge, un trajet de 6 km. L'électrolyseur permettant la recharge des bus est connecté au réseau, ce qui permet de générer environ 270 kgH<sub>2</sub> par jour, avec l'objectif à terme de le raccorder directement à des panneaux solaires installés dans la station de recharge<sup>50</sup>. D'autres bus de ce type sont en exploitation dans le Pas-de-Calais et en Ile de France. En complément du déploiement croissant des bus électriques, l'objectif gouvernemental est de déployer une flotte de 1 000 bus à hydrogène à l'horizon 2024, à l'heure actuelle 382 sont en exploitation, en cours de déploiement ou en déploiement envisagé<sup>51</sup>. Le passage à l'hydrogène pourrait également concerner les autocars, à l'image de la région Occitanie qui a débloqué une enveloppe budgétaire de 2,89 M€ pour transformer des autocars diesel en autocars électriques alimentés par une pile à combustible hydrogène<sup>52</sup>.
- **Les engins de manutention et autres engins de chantier** : utiliser l'hydrogène pour des engins de chantier aura l'avantage de réduire le bruit et la pollution de l'air autour des zones de travaux, de même que pour des véhicules électriques à batteries également en phase de tests<sup>53</sup>. À titre d'exemple, l'entreprise Walmart utilise pour sa part déjà des chariots élévateurs à hydrogène dans certains de ses entrepôts tandis que le

port de Rotterdam teste actuellement le premier camion à hydrogène réservé au transport des conteneurs<sup>54</sup>.

- **Les bennes à ordures ménagères** : 10 ans après la mise en circulation de la première benne électrique à Courbevoie, la ville de Dijon entend faire circuler 8 camions poubelles à hydrogène dès 2022 et 27 bus à hydrogène l'année suivante, ce qui constituera alors la plus importante flotte de ce type dans le pays. D'ici 2030, l'intégralité de sa flotte métropolitaine de bennes à ordures (44) et de bus (180) devrait fonctionner à l'hydrogène, nécessitant un approvisionnement de plusieurs tonnes par jour (une benne à ordures ménagères utilise environ 20 kg d'hydrogène pour faire sa tournée quotidienne).

**Le kilométrage et la fréquence de ravitaillement des camions lourds pour des transports régionaux ou longue distance font de ces derniers la meilleure opportunité pour le développement de l'hydrogène.** De plus, sa densité énergétique massique élevée permettrait d'alléger les camions. Ainsi, pour qu'un camion de 40 tonnes parcourt 100 km il faudrait seulement 7 kg à 9 kg d'hydrogène tandis que 40 litres de pétrole (soit une masse de 24 kg) sont normalement nécessaires<sup>55</sup>, la différence de coût étant aujourd'hui en défaveur de l'hydrogène (55 € pour 40 litres de pétrole, et entre 70 € et 90 € pour l'hydrogène<sup>56</sup>). En mars 2020 une lettre d'intention à l'initiative d'Hydrogen Europe a été signée par 43 acteurs européens de l'hydrogène et fixe pour cible l'atteinte de préséries en 2025 (5 000 à 10 000 véhicules) et une commercialisation à grande échelle en 2030 (95 000 véhicules). Le constructeur Hyundai a pour sa part déjà livré 10 exemplaires en Suisse

50 Le monde de l'énergie, « La ville de Pau lance une ligne de bus à hydrogène », février 2020.

51 France Hydrogène

52 Enerpresse, n°12873, mercredi 28 juillet 2021.

53 ENEDIS a testé une pelle mécanique électrique sur l'un de ses chantiers parisiens début 2021. Le Parisien, « Paris : les engins de chantier, aussi, passent à l'électrique », février 2021.

54 H2 mobile, « Terberg teste un porte-conteneurs à hydrogène dans le Port de Rotterdam », novembre 2020.

55 TotalEnergies

56 1,38 €/l de gazole (moyenne du premier semestre 2021, données INSEE), 10 €/kgH<sub>2</sub> (L'argus.fr, « Hydrogène. Le plein au prix du gazole en 2030 ? », janvier 2021 »).



tandis qu'Iveco envisage des premières livraisons début 2023 et le groupe Daimler Volvo en 2025. Des conditions permettant le déploiement rapide de camions à hydrogène sont présentées dans cette lettre, dont notamment :

- La mise en place de mécanismes de récompense pour les premiers acquéreurs de véhicules ;
- L'inscription de l'hydrogène comme carburant obligatoire dans la révision de la directive européenne sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs ;
- La planification et la coordination de la demande et de l'offre des véhicules et des infrastructures au niveau européen et national.

Grâce à ce type de mesures, **l'hydrogène pourrait être pour les camions le carburant avec la plus grande part de marché dans le monde à horizon 2070, juste devant l'électricité (voir figure 12 ci-contre).**

Toutefois, le développement de l'hydrogène sur tous ces segments entre en concurrence avec l'utilisation directe de l'électricité (via le stockage par batteries) ou bien encore avec le bioGNV. Bien que ces solutions puissent être complémentaires suivant les territoires, le biométhane fait face à des enjeux de ressources ainsi que de distribution et continue d'émettre des oxydes d'azote à l'utilisation, contrairement à l'hydrogène et aux batteries qui sont à l'heure actuelle les seules technologies de motorisation qui n'émettent à l'échappement ni particules fines ni oxyde d'azote. De plus, l'avenir des véhicules lourds à batterie reste à définir, ce secteur pouvant profiter de la baisse des coûts de la production de batteries en cours sur le segment des véhicules légers et de la recherche des constructeurs sur la densité énergétique massique et volumique des batteries. Des projets d'autoroutes électrifiées sont également en phase de test en Allemagne (projet « eHyghway » par caténaires) et en Suède (projet « eRoadArlanda » par rail à conduction). Les bus à hydrogène pourraient par exemple

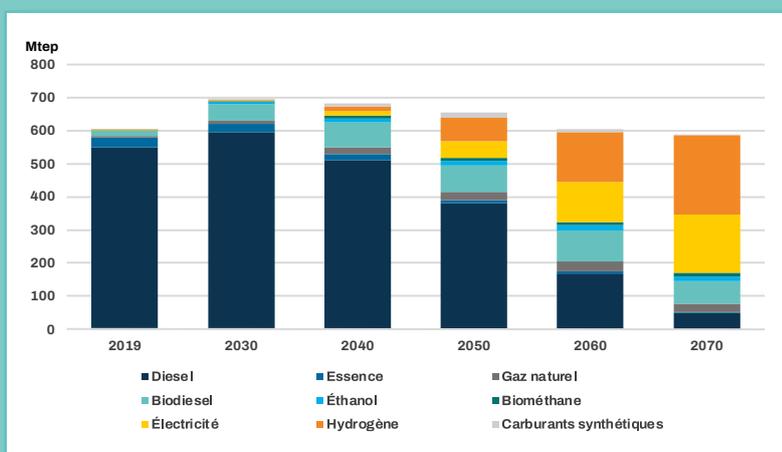


Figure 12 : Évolution de la demande mondiale d'énergie par carburant pour les camions entre 2019 et 2070 dans le scénario SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE. AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.





se développer majoritairement sur les parcours présentant une géographie particulière (longs et/ou accidentés). **L'enjeu principal pour les pouvoirs publics et pour les industriels étant de ne pas investir dans la construction d'un grand nombre d'infrastructures pour une unique technologie qui par la suite se retrouverait dépassée et donc engendrerait des coûts échoués élevés.**

Enfin, selon l'ADEME<sup>57</sup>, **la fabrication d'un véhicule hydrogène nécessite au moins deux fois plus de ressources abiotiques (minerais, métaux) qu'un véhicule thermique**, l'épuisement des ressources étant principalement lié à la fabrication du véhicule, quel qu'il soit<sup>58</sup>. Par conséquent, la fin de vie du véhicule et son recyclage apparaissent comme des leviers majeurs de la réduction de cet impact : il peut potentiellement être réduit de moitié si les matériaux sont récupérés, réutilisés et en évitant de prélever des minerais et matériaux vierges.

## ii. Le transport ferroviaire

En France, la moitié des 30 000 km de voies ferrées sont non électrifiées et principalement localisées sur des lignes régionales. Par conséquent, 50 % du parc TER est encore équipé de traction thermique et 20 % est bi-mode (électrique par caténaire et thermique). Le diesel représente encore 25 % de l'énergie consommée par les TER et 75 % de leurs émissions de GES. Comparativement aux trains hybrides à batteries rechargeables qui ne permettent qu'une légère baisse de la

consommation de diesel<sup>59</sup>, **l'hydrogène dé-carboné représente une solution pertinente pour s'affranchir totalement des énergies fossiles sur les lignes ferroviaires longues et à trafic faible pour lesquelles une électrification par caténaire serait trop coûteuse**<sup>60</sup>.

Alstom a ainsi mis en service avec succès deux trains bi-modes batteries-hydrogène en Allemagne en 2018 et conclu depuis un accord sur 5 ans avec le groupe gazier Snam pour développer ces trains en Italie. Alstom fabriquera et assurera la maintenance des trains, neufs ou convertis à l'hydrogène, tandis que Snam construira les infrastructures nécessaires pour produire l'hydrogène à partir d'énergie renouvelable et pour le transporter. Une expérimentation concluante du train d'Alstom a également eu lieu aux Pays-Bas début 2020<sup>61</sup>.

L'hydrogène, selon la manière dont il est produit et acheminé, permet de réduire sensiblement les émissions-carbone de sa production jusqu'à son usage par rapport au diesel. Ainsi l'hydrogène issu du reformage du gaz naturel sans CCS (*cf. partie 3.a*) ne constitue pas une solution intéressante dans le cadre de la transition énergétique, comme le détaille la figure 13 page suivante. **La vraie rupture provient de l'hydrogène bas-carbone,**

57 ADEME, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène : production d'hydrogène et usage en mobilité légère », septembre 2020.

58 Selon l'étude de l'ADEME, les véhicules utilitaires légers électrique et hydrogène (de poids total autorisé en charge inférieur à 3,5 tonnes) ont un impact plus fort que les véhicules thermiques : 1,8 fois plus important pour les véhicules électriques et 2 pour les véhicules à hydrogène. Les véhicules légers électrique et hydrogène de type berline ont également un impact plus fort que les véhicules thermiques : 2 fois plus important pour les véhicules électriques et 2,5 pour les véhicules à hydrogène

59 Les premiers essais concluants d'une rame hybridée par Alstom ont eu lieu en 2021, l'expérimentation se poursuivra à partir de 2022 avec l'arrivée en gare de ces premiers TER et dans la perspective de son déploiement en série. Ce train utilise plusieurs sources d'énergie en fonction des situations : alimentation électrique par caténaire, moteurs thermiques ou énergie stockée dans des batteries lithium-ion. Ces dernières, qui remplacent la moitié des groupes électrogènes initiaux entraînés par les moteurs diesel, sont alimentées par les caténaires en gare (plus aucune pollution de l'air et sonore aux abords des gares) et par la récupération de l'énergie du freinage du train (jusqu'à 30 % de l'énergie de traction sur certains parcours). Ces trains hybrides permettent de réduire de 20 % l'énergie consommée et les émissions de GES. SNCF, « Des TER hybrides bientôt dans vos gares », mars 2021.

60 ADEME, « Etude sur les perspectives du train hydrogène en France », septembre 2020.

61 Alstom et Province de Groningen, « Main results : Test with hydrogen train in Groningen », septembre 2020.

**produit à partir de renouvelable, de nucléaire ou autre, qui permet de réduire de 60 % à 95 % les émissions par rapport à une exploitation de train thermique.**

En France, la gestion des TER étant de la responsabilité des régions, quatre d'entre elles ont commandé des rames alimentées par de l'électricité (via des caténaires) et de l'hydrogène. La répartition des 14 nouvelles rames (pour un coût total de 231 M€) est la suivante<sup>62</sup> :

- 3 rames sont prévues en Auvergne-Rhône-Alpes ;
- 3 rames circuleront en Bourgogne-Franche-Comté ;
- 3 rames sillonneront l'Occitanie ;
- 3 rames (plus 2 en option) sont prévues dans le Grand Est.

**Les premières circulations d'essai des TER à hydrogène sont prévues pour fin 2023-début 2024, ce qui permettra d'ouvrir la voie à un déploiement plus massif à l'échelle nationale à l'horizon 2030-2035.** Selon Alstom, le train Coradia Polyvalent bi-mode électrique-hydrogène bénéficie d'une autonomie pouvant aller jusqu'à 600 km sur les portions de lignes non électrifiées (contre 1 000 km pour son équivalent diesel)<sup>63</sup>. Enfin, parmi 52 lignes prioritaires au verdissement identifiées par les régions françaises, 34 lignes pourraient être pertinentes pour l'hydrogène par rapport à une électrification des voies, **représentant près de 200 à 250 trains. Cela permettrait de générer 21 000 emplois directs et d'éviter annuellement 110 000 tCO<sub>2</sub>, soit l'équivalent des émissions de GES de 10 000 français<sup>64</sup>.**

62 SNCF, « Trains hydrogène : première commande lancée », juillet 2021.

63 ALSTOM, « Première commande de trains à hydrogène en France, étape historique de la mobilité durable », avril 2021.

64 ADEME, « Etude sur les perspectives du train hydrogène en France », septembre 2020.

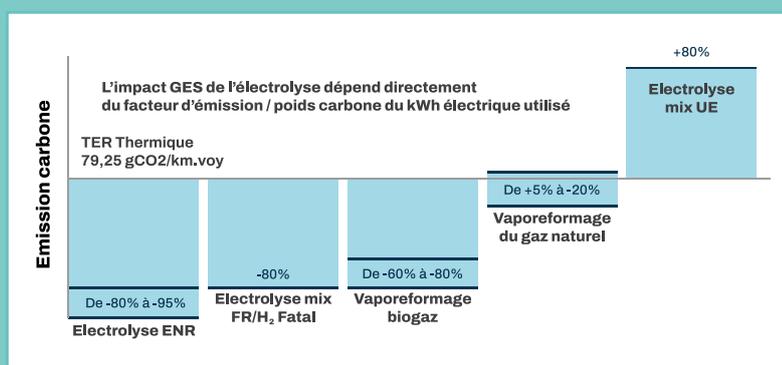


Figure 13 : Bilan carbone de l'usage ferroviaire de l'hydrogène selon son origine. Les émissions comptabilisées sont celles associées à la production, le conditionnement, le transport et la distribution d'hydrogène. Les cas d'électrolyse sont sans transport (production locale). ADEME, « Etude sur les perspectives du train hydrogène en France », septembre 2020.



### iii. Le transport maritime et fluvial

Il existe déjà aujourd'hui quelques navettes électriques équipées de batteries, voire des ferries en Norvège ou au Danemark<sup>65</sup>. En revanche, les bateaux plus lourds ne peuvent pas s'appuyer sur cette technologie car ils ont besoin de beaucoup plus d'autonomie énergétique sans augmenter leur masse. Les navires citernes, vraquiers et porte-conteneurs, responsables de 90 % des émissions de GES du transport maritime (lui-même à l'origine de 3,1 % des émissions mondiales<sup>66</sup>), envisagent donc plusieurs solutions de motorisation en complément du développement de la traction à voile qui ne peut pas suffire à elle seule. Certaines compagnies de transport maritime se tournent vers l'utilisation du GNL (Gaz Naturel Liquéfié)<sup>67</sup> mais celui-ci continue d'engendrer des émissions de GES lors de sa combustion tandis que des fuites de méthane en amont de la chaîne d'approvisionnement et lors du fonctionnement des moteurs sont possibles<sup>68</sup>. **La recherche et développement s'oriente désormais davantage vers l'utilisation de biocarburants, de méthane de synthèse liquéfié, ou de l'hydrogène décarboné liquide pur ou sous forme d'ammoniac ou d'é-méthanol.** L'hydrogène sous forme gazeuse a uniquement été testé sur le segment du transport maritime « léger ». Ainsi, basé sur deux moteurs bicarburant (15 % diesel et 85 % hydrogène, pour une puissance totale de 4 000 kW) l'HydroTug est le tout premier remorqueur à hydrogène

au monde, il est entré en fonction dans le port d'Anvers en 2021<sup>69</sup>.

A l'image du ferroviaire ou de l'aérien, le développement d'un bateau à hydrogène nécessite la participation des territoires et la mise en place d'un écosystème : de la production d'énergie jusqu'à la distribution d'hydrogène via une station de recharge. Plusieurs embarcations de petites tailles ont déjà expérimenté cette solution en France, comme le bus de mer mis en service par l'Agglomération de La Rochelle en 2017, en se limitant à de courtes distances et à une faible capacité de transport. C'est la raison pour laquelle CIAM (Collaborative Integration for Alternative Motorisation, filiale du groupe Europe Technologie) a lancé en février le projet Hylias (Hydrogen for Land, Integrated Renewables And Sea). Dans ce cadre, **Ciam va développer le premier bateau 150/200 passagers à technologie hydrogène de France**, lequel assurera une liaison dans le golfe du Morbihan, mais aussi une infrastructure hydrogène verte complète. La consommation journalière du bateau sera environ de 200 kgH<sub>2</sub> servant à faire fonctionner deux piles à combustible elles-mêmes alimentant deux moteurs électriques de 250 kW. L'hydrogène sera produit grâce à un électrolyseur capable de livrer 600 à 800 kg d'hydrogène par jour (légèrement surdimensionné afin d'y greffer d'autres usages). **Ce type de bateau aura l'avantage d'éliminer complètement les odeurs de fioul et le bruit liés à un moteur thermique et permettra également de répondre à des problématiques de qualité de l'air à proximité des ports.** Différentes études sur le coût, les risques et la rentabilité du projet ont été livrées en mai 2021. La construction du bateau et l'installation de l'infrastructure hydrogène devraient commencer avant la fin de l'année, pour une mise en service prévue d'ici

65 Au Danemark, le ferry électrique (sur batteries) Ellen assure la ligne régulière entre deux îles depuis 2019. En Norvège, le ferry électrique à batteries Ampere est en service depuis début 2015. Il peut transporter 120 voitures et 360 passagers. Le journal des énergies renouvelables, hors-série, avril 2021.

66 Transport & Environment, « World's first' carbon neutral ship will rely on dead-end fuel », février 2021.

67 CMA-CGM a mis à l'eau le plus grand porte-conteneurs au monde propulsé au GNL à l'automne 2020. Le GNL permettrait de réduire de 20 % les émissions de GES. L'Usine Nouvelle, « Le Jacques Saadé, plus grand porte-conteneurs propulsé au GNL du monde, et fabriqué par CMA CGM », septembre 2020.

68 Révolution énergétique, « Des cargos écolos grâce à l'ammoniac vert », mars 2021.

69 H2 mobile, « Port d'Anvers : Hydrotug, le premier remorqueur à hydrogène au monde », septembre 2019.



deux ans<sup>70</sup>. Le premier ferry à hydrogène liquide au monde a quant à lui été livré en Norvège et a notamment pour caractéristique d'avoir à bord une cuve d'une capacité de 80 m<sup>3</sup> permettant d'alimenter deux piles à combustible de 200 kW (son approvisionnement sera garanti par un électrolyseur d'une puissance de 24 MW)<sup>71</sup>.

À horizon 2070, l'AIE envisage que le transport maritime et fluvial international s'oriente massivement vers des solutions à base d'hydrogène, aussi bien sous la forme d'ammoniac que d'hydrogène pur (voir figure 14 ci-contre).

#### iv. Le transport aérien

Un seul avion électrique biplace, le Velis Electro, a pour l'heure été certifié par l'Agence européenne de sécurité aérienne. Son autonomie de 90 minutes, ses faibles nuisances sonores, l'attractivité du prix de la recharge électrique et, surtout, son absence d'émission de GES, en font une technologie pertinente pour remplacer les avions de tourisme carbonés. Cependant, **le poids des batteries nécessaires pour stocker l'énergie rend ce type de propulsion inadaptée aux avions de ligne**<sup>72</sup>.

Le premier prototype d'avion à hydrogène a été conçu par Boeing et a volé pour la première fois en 2008<sup>73</sup>. Le premier vol a eu lieu en Espagne et n'a duré qu'une vingtaine de minutes, à environ 100 km/h et pour atteindre une altitude de 1 000 m. En plus de sa pile à combustible,

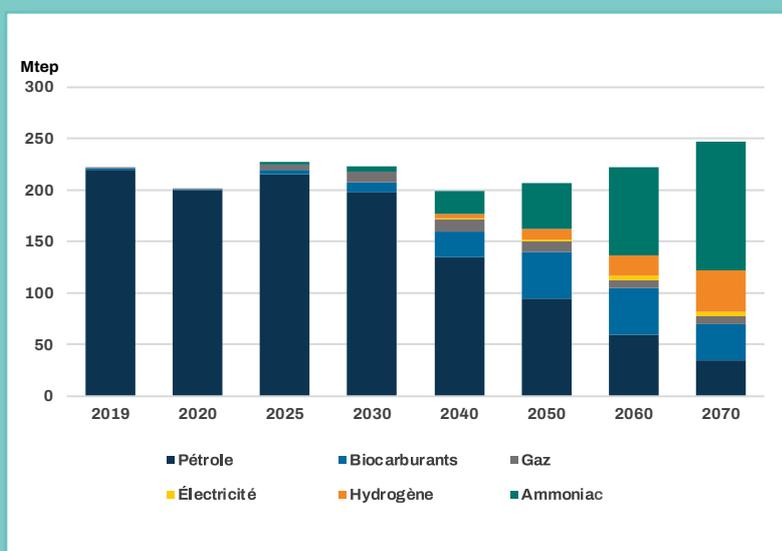


Figure 14 : Répartition de l'énergie consommée par le transport maritime et fluvial international, par source, dans le scénario SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE. AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.



70 Le journal des énergies renouvelables, hors-série, avril 2021.

71 H2 mobile, « Le premier ferry à hydrogène liquide au monde a été livré », juillet 2021.

72 LCI, « Cet avion est le seul appareil 100 % électrique commercialisé dans le monde », juin 2021.

73 Propulsé par une pile à combustible, l'avion biplace mesurait 16,3 mètres d'envergure, 6,5 mètres de long et un poids de 800 kg, le réservoir d'hydrogène avait une contenance de 34 litres. Le Parisien, « Premier vol à l'hydrogène d'un avion », avril 2008.



l'avion avait à son bord une batterie lithium-ion qui a apporté l'énergie nécessaire au décollage. A la fin des années 2000, Boeing envisageait principalement l'hydrogène comme énergie de propulsion de petits aéronefs ou drones, voire pour alimenter les groupes auxiliaires de puissance qui équipent les avions de ligne, sans toutefois pouvoir assurer l'alimentation principale en énergie des grands avions de transport<sup>74</sup>. Depuis, plusieurs entreprises ont à leur tour développé des prototypes mais, afin de pouvoir dépasser le cadre du petit aéronef et devenir une véritable alternative pour les vols commerciaux, les piles à combustible doivent devenir plus légères tout en fournissant une autonomie plus importante.

**Lors de la présentation du plan de soutien à l'aéronautique en juin 2020, dans le contexte du plan de relance lié à la crise sanitaire, la France a pour sa part indiqué vouloir un avion zéro émission carbone à l'hydrogène dès 2035.** En annonçant l'octroi d'un financement de 1,5 milliard d'euros sur 3 ans au Conseil pour la Recherche Aéronautique Civile (CORAC), l'État souhaite amorcer un programme de recherche et développement dans les technologies de réduction de la consommation de carburant, les technologies d'électrification des avions et les expérimentations de carburants neutres en carbone comme l'hydrogène. L'État français, en tant qu'actionnaire d'Airbus a également pressé le constructeur en la faveur du développement de l'hydrogène. **Ainsi, dans le but de commercialiser le premier avion zéro émission au monde à l'horizon 2035, Airbus a dévoilé en septembre 2020 trois projets d'avion à hydrogène en cours de développement dans le cadre de son programme ZEROe.** Le constructeur européen compte investir plusieurs dizaines de milliards d'euros dans la conception de trois avions bimoteurs, lesquels intégreront une solution de stockage d'hydrogène liquide et un système de distribution. Outre un concept d'aile

volante, le plus petit modèle (à hélices entraînées par des piles à combustible) pourra embarquer 100 passagers pour des distances de 1 000 km. Un plus gros modèle, équipé de turboréacteurs (turbine à gaz fonctionnant à l'hydrogène) sera lui en mesure d'accueillir 200 personnes pour des distances de 2 000 km.

Cependant, si l'hydrogène produit lui-même de manière décarbonée figure comme le meilleur candidat pour décarboner l'avion de demain et constitue de fait la solution privilégiée par les avionneurs à l'horizon 2035, son utilisation requiert des développements technologiques et, à l'amont, la levée de verrous scientifiques particuliers. En effet, de très grands réservoirs pressurisés à réaliser avec des matériaux qui puissent supporter les contraintes de l'altitude avec une masse raisonnable seront nécessaires. Il sera également nécessaire de stocker les volumineux réservoirs d'hydrogène à bord de l'avion (à titre de comparaison, l'autonomie des avions en service aujourd'hui serait divisé par quatre si l'on se contentait de remplacer leur volume de carburant par de l'hydrogène)<sup>75</sup>. **Le stockage de l'hydrogène liquide dans des réservoirs est également très complexe, d'une part, à cause de la température de - 253 °C à maintenir, et d'autre part, par le caractère fugace de ce liquide qui passe à travers les matériaux.** Stocker un volume aussi grand d'hydrogène à -253 °C et le maintenir à cette température nécessite l'usage d'un système cryogénique et de recourir à de nouveaux matériaux<sup>76</sup>.

75 C'est pourquoi l'architecture de l'aile volante proposée par Airbus pourrait être la mieux adaptée pour un avion propulsé à l'hydrogène. L'ensemble de l'aile permettrait ainsi d'abriter 1 100 m<sup>3</sup> d'hydrogène liquide, tandis qu'un A380 peut actuellement emporter 310 m<sup>3</sup> de kérosène. Cependant cette architecture pourrait engendrer des modifications importantes des infrastructures aéroportuaires.

76 Futura Sciences, « Nous en sommes avec l'hydrogène où nous en étions avec l'essence au début de l'aviation », juin 2021.

74 Les Echos, « Le premier vol d'un avion propulsé par une pile à hydrogène », avril 2008.



Concrètement, Airbus s'est donné cinq ans, jusqu'en 2025, pour réaliser la maturation des technologies nécessaires pour cet avion à hydrogène. De 2025 à 2027 sera réalisée la mise en programme, autrement dit la phase de recherche des fournisseurs et des financeurs avant le lancement de la production de l'avion. La mise en service de ces avions reste prévue en 2035<sup>77</sup>. À cet horizon, bien qu'il ne soit pas encore décidé quel segment de marché ciblera le premier avion à zéro émission, les avions à hydrogène zéro émission seront probablement principalement axés sur les avions régionaux et à court rayon d'action<sup>78</sup>. **Dans une note publiée en juin 2021, Airbus a estimé que la plupart des avions de ligne continueront de fonctionner avec des carburants traditionnels au moins jusqu'en 2050, en particulier pour les opérations long-courriers. Selon le directeur général d'Airbus, « l'avion à hydrogène sera bien l'avion du futur, mais cela va prendre du temps »**<sup>79</sup>. Ce calendrier rejoint celui de Boeing qui a exclu l'utilisation de l'hydrogène à grande échelle avant 2050<sup>80</sup>.

**Afin que le secteur de l'aérien soit en ligne avec l'Accord de Paris (l'aviation civile mondiale a émis environ 2,56 % des émissions mondiales de GES en 2018<sup>81</sup>), l'AIE estime que des politiques fortes de soutien à la promotion du développement et à l'adoption d'une aviation à carburant durable joueront un rôle primordial dans la réduction des impacts climatiques (voir figure 15 page suivante).** Dans ce sens, afin que le secteur des transports atteigne la part minimale

de 2,6 % de carburants renouvelables d'origine non-biologiques fixée de façon non définitive par la Commission européenne dans le cadre de son projet de nouveau paquet climat « Fit for 55 », des obligations spécifiques seront imposées aux fournisseurs de carburant dans l'aviation<sup>82</sup>. Une place prépondérante devrait être donnée aux biocarburants ainsi qu'aux carburants comme l'hydrogène et ses dérivés. Selon Airbus<sup>83</sup>, en 2020, la production de l'ensemble de ces carburants alternatifs était de 190 000 tonnes et représentait moins de 0,1 % de la consommation totale de carburant du secteur de l'aviation. La principale barrière à ces alternatives reste aujourd'hui leur prix, deux à trois fois plus élevé que le kérosène. Les industriels prévoient un alignement des prix à horizon 2025 quand leur part atteindra 1,4 % à 3,7 % de la totalité des combustibles utilisés.

Le kérosène de synthèse (ou « e-kérosène ») obtenu par conversion de monoxyde de carbone et d'hydrogène pourrait constituer une solution<sup>84</sup>. Dans un premier temps, le kérosène de synthèse pourrait être incorporé dans les carburants actuellement utilisés dans des proportions de 10 à 50 %. Fin janvier 2021, 500 litres de ce carburant mélangé avec du kérosène fossile ont servis pour un vol commercial entre Amsterdam et Madrid<sup>85</sup>. Toutefois sa combustion engendre des émissions de CO<sub>2</sub>, aussi pour qu'il soit pleinement bas-carbone l'hydrogène doit lui-même être décarboné et le dioxyde de carbone avoir été extrait de l'atmosphère<sup>86</sup>.

77 La Tribune, « L'avion à hydrogène prendra du temps, affirme le patron d'Airbus », juin 2021.

78 H2 mobile, « Pour Airbus, l'avion à hydrogène ne décollera pas avant 2050 », juin 2021.

79 La Tribune, « L'avion à hydrogène prendra du temps, affirme le patron d'Airbus », juin 2021.

80 BFM Business, « Avions à hydrogène : Airbus ne voit pas de décollage avant 2050 », juin 2021.

81 The Shift Project & Supaero Décarbo, « Pouvoir voler en 2050 : Quelle aviation dans un monde contraint ? », mars 2021.

82 Proposition de révision de la Directive Energies Renouvelable (préambule n°29 et article 25, paragraphe 1.b)), juillet 2021.

83 Airbus, « Sustainable aviation fuel : A recipe for cleaner flight »

84 La réaction permettant d'obtenir un hydrocarbure est la suivante :  $(2n+1)H_2 + nCO \Rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$ . Connaissance des énergies, « Convertir le CO<sub>2</sub> en kérosène : une piste pour le secteur aérien dans le « monde d'après » », mai 2020.

85 Révolution-énergétique.com, « Première mondiale : KLM opère un vol commercial avec du kérosène synthétique « vert » », février 2021.

86 Pour plus d'information voir : Révolution-énergétique.com, « Des carburants pour voler « vert » », mars 2021.



En attendant l'arrivée de tels appareils, d'autres leviers doivent donc être actionnés pour réduire l'impact environnemental du trafic aérien comme le développement de moteurs moins gourmands en carburants.

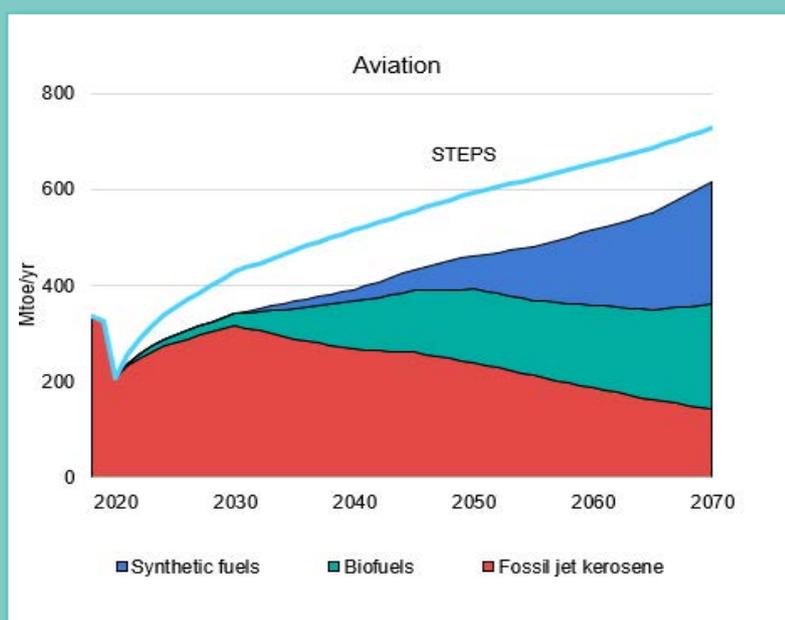


Figure 15 : Consommation énergétique du secteur de l'aviation par type de carburant dans le scénario SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE (STEPS : Stated Policies Scenario, scénario tendanciel). AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.



## d) L'hydrogène et le stockage de l'électricité

Comme l'indique RTE dans son rapport sur l'hydrogène publié début 2020<sup>87</sup>, deux raisons distinctes pour développer l'hydrogène sont souvent confondues dans le débat public. La première est de décarboner les usages détaillés précédemment pour répondre aux objectifs nationaux et internationaux de lutte contre le réchauffement climatique. La deuxième est de contribuer à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage saisonnier via la boucle *power-to-gas-to-power*. Or, selon RTE, « **À l'horizon 2020-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène participe bien d'une démarche de décarbonation [...]. À ces échéances, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage n'est pas nécessaire [en France métropolitaine] pour obtenir une diversification du mix électrique (réduction de la part du nucléaire à 50 %) et accueillir les volumes d'énergies renouvelables prévus par la PPE. À plus long terme (horizon 2050) en revanche, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur du stockage. Dans ces cas de figure, la boucle power-to-gas-to-power, via l'hydrogène, constitue une option à considérer, malgré son faible rendement énergétique (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles [voir figure 16 page 37 pour le détail des rendements successifs du système]).** » En effet, l'hydrogène sera alors en concurrence avec d'autres solutions d'ici 2050 pour assurer l'équilibre du réseau<sup>88</sup>.

Le *power-to-gas-to-power* consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité décarbonée, de le stocker (par exemple dans des

cavités salines<sup>89</sup> ou dans les cavités aquifères après conversion en méthane de synthèse) et de le transformer en électricité dans les périodes de faible production éolienne ou solaire via des piles à combustible ou des centrales à gaz. L'étude de cette technologie revêt un fort intérêt à long terme, en particulier pour le stockage saisonnier dans des mix électriques comprenant une part importante d'énergies renouvelables variables. En revanche, ni la maturité technique et économique de cette solution, ni les caractéristiques du mix électrique français à moyen terme, ne conduisent à en envisager le déploiement autrement que sous la forme de démonstrateurs au cours des dix prochaines années en France métropolitaines.

Sur la décennie 2040-2050, l'utilisation de l'hydrogène pour la production d'électricité dépendra des choix sur le mix électrique. L'étude de la place du stockage saisonnier à partir d'hydrogène ou de méthane a fait l'objet d'analyses dédiées dans le cadre du dernier bilan prévisionnel de long terme de RTE, qui porte sur l'échéance 2050.

**Le choix de l'hydrogène pour le stockage de l'électricité est cependant pertinent dès aujourd'hui pour des applications dans des sites non connectés au réseau métropolitain**, par exemple pour assurer l'autonomie énergétique de sites isolés comme les ZNI, les refuges de montagne, les radars de surveillance côtière, les antennes de communication, les villages isolés, les sites insulaires... L'hydrogène peut également être une solution pour remplacer le fioul des groupes électrogènes utilisés sur des chantiers, dans l'évènementiel ou bien encore en tant que générateur de secours pour les hôpitaux par exemple. Enfin, en raison du faible rendement de la chaîne de l'hydrogène et de l'existence de nombreuses solutions bas-carbone déjà matures et performantes de chauffage (par exemple les

87 RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.

88 Cf page 22 RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.

89 Selon GRTgaz, 20 % du total des capacités de stockage souterrain de gaz en France est situé dans des cavités salines, pour une capacité de 26 TWh sur un total de 130 TWh. 80 % des capacités de stockage sont situées dans des cavités aquifères, perméables à l'hydrogène.



pompes à chaleur<sup>90</sup>), l'hydrogène ne constitue pas une solution pertinente dans le secteur du bâtiment, sauf éventuellement en ZNI<sup>91</sup>.



---

90 Pour plus d'information voir la précédente étude de la Commission Prospective et Innovation de l'UFE : « Des bâtiments écologiques et confortables : le rôle des solutions électriques performantes », novembre 2020.

91 Chauffer un logement avec de l'hydrogène produit au préalable par électrolyse requiert 6 à 7 fois plus d'électricité que d'utiliser une pompe à chaleur. Fraunhofer IEE, « Hydrogen in the energy system of the future : focus on heat in buildings », juillet 2020.

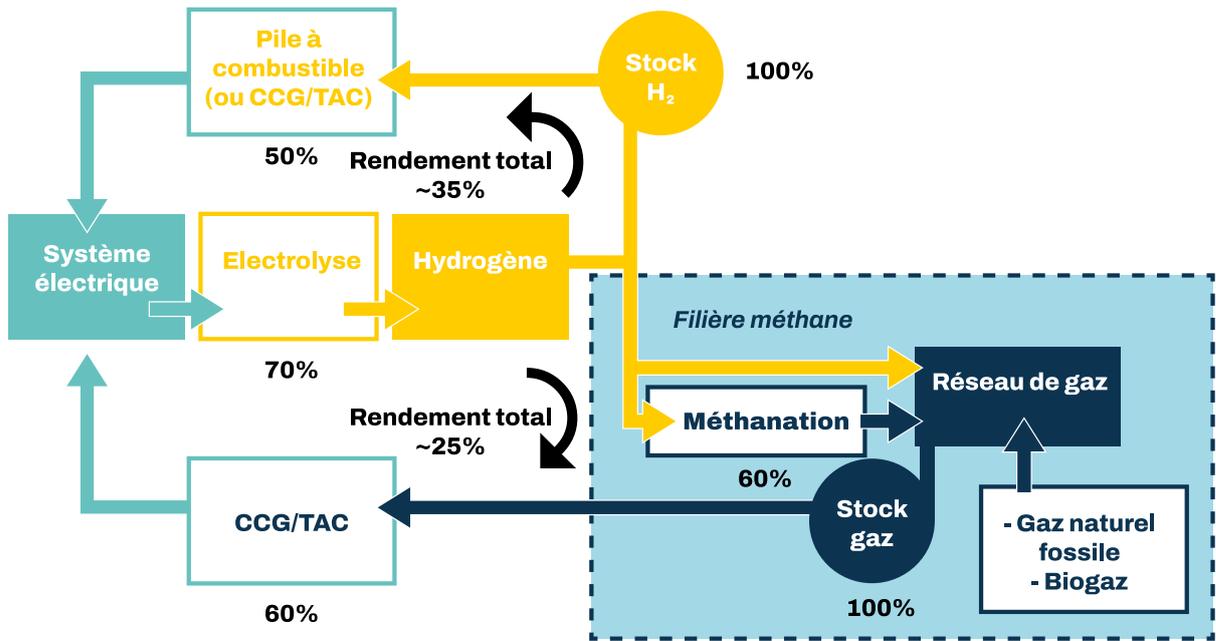
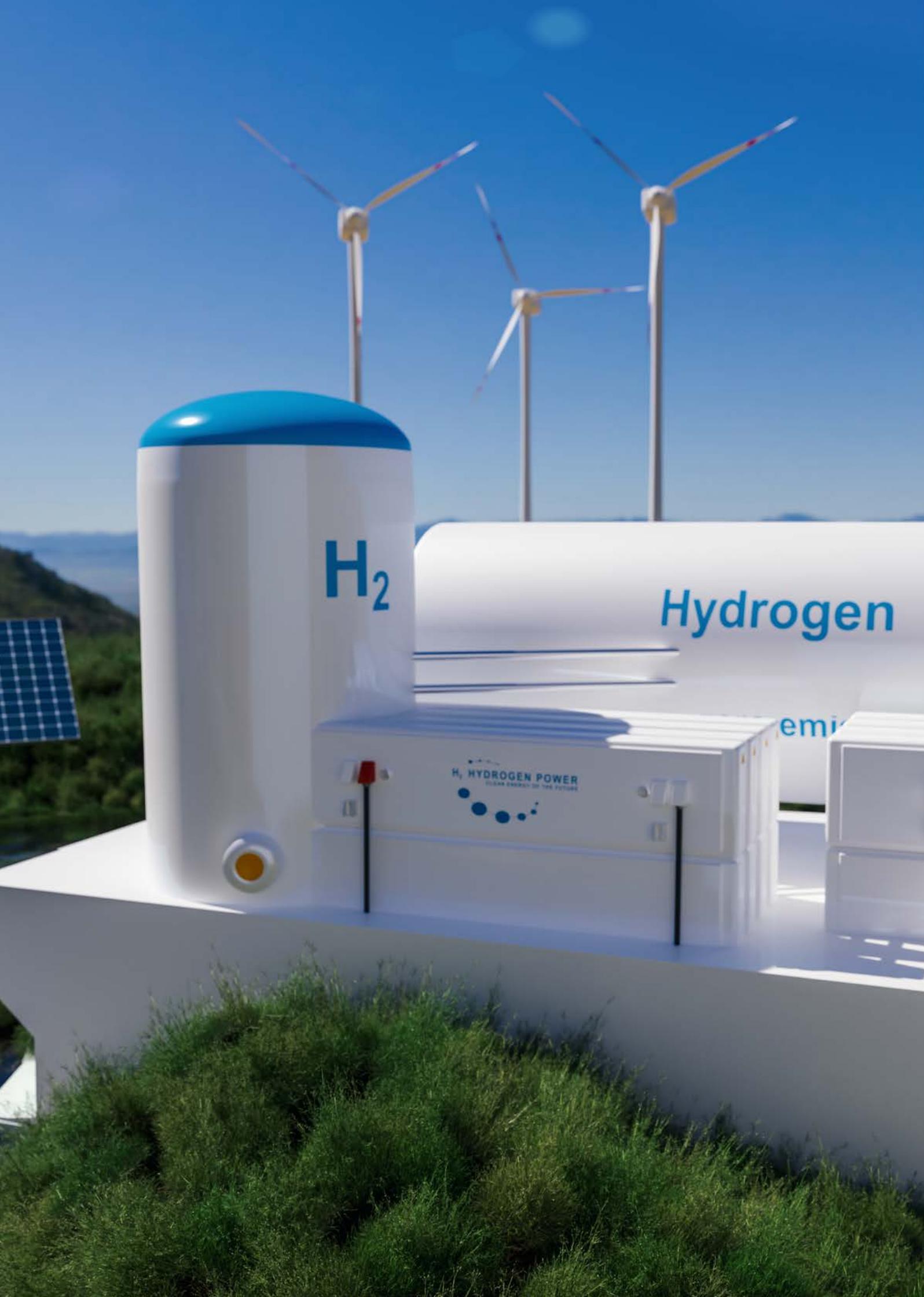


Figure 16 : Principe et rendement du power-to-gas-to-power. RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.



$H_2$

Hydrogen

emi

H<sub>2</sub> HYDROGEN POWER

CLEAN ENERGY OF THE FUTURE

# 3. Le défi de la production de l'hydrogène décarboné

L'hydrogène peut naturellement s'échapper le long de fissures de formations géologiques superficielles de roches calcaires ou de granit. Ainsi, au Mali, au nord de Bamako, émane du sol un flux permanent d'hydrogène qui permet d'alimenter un village en électricité. Cependant, le potentiel d'extraction de l'hydrogène naturel et sa répartition géographique restent encore à quantifier, nécessitant de fait de recourir à différentes techniques de production.

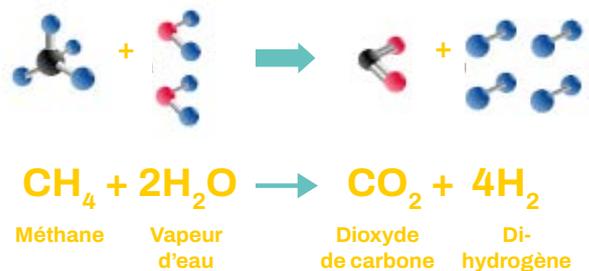
## a) Les moyens de productions traditionnels de l'hydrogène carboné

Aujourd'hui, la quasi-totalité de l'hydrogène mondial est produit à partir d'énergies fossiles (cf partie 2. a)) via des procédés qui, sauf s'ils sont associés à un dispositif de capture et de stockage du carbone (cf. *infra*), sont fortement émetteurs de GES. Les principales techniques sont les suivantes :

- **La gazéification du charbon** qui consiste à décomposer ce dernier par la chaleur (plus de 1 000°C) en présence d'un réactif gazeux (dioxyde de carbone, vapeur d'eau puis oxygène) dans le but d'obtenir un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Cette technique est aujourd'hui massivement utilisée par la Chine qui est devenue le premier producteur mondial d'hydrogène grâce à elle<sup>92</sup> ;
- **Le vaporeformage de méthane** (*Steam Methane Reforming* ou SMR) qui est le mode de production majoritaire dans le monde hors Chine aujourd'hui, consiste à faire réagir ce dernier avec de la vapeur d'eau sur un catalyseur au nickel. Cette transformation a lieu à haute température (840 °C à 920 °C) et à pression modérée (de l'ordre de 20 à 30 bars)<sup>93</sup> ;
- **L'oxydation partielle de résidus pétroliers lourds ou de gaz naturel**, similaire à celle du vaporeformage à cela près qu'elle se déroule sans catalyseur sous des contraintes accrues de température et de pression (900 à 1 500°C et de 20 à 60 bars) et que c'est une réaction exothermique.



### Vaporeformage de méthane



92 La plus grosse entreprise du secteur de l'énergie chinoise, CHN Energy, est également le plus gros producteur d'hydrogène au monde. Ses 80 gazéificateurs de charbon peuvent produire environ 8 MtH<sub>2</sub>/an, l'équivalent de 12 % de la production mondiale dédiée d'hydrogène. AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

93 AFHYPAC, « Mememto de l'hydrogène », fiche 3.1.1.

## b) L'électrolyse, élément clé de l'hydrogène décarboné

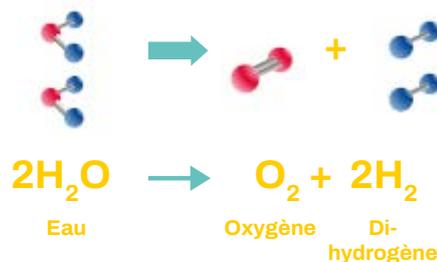
L'hydrogène peut également être produit via le procédé d'**électrolyse de l'eau qui constitue la voie privilégiée pour produire de l'hydrogène émettant peu de GES, sous-réserve que la source d'électricité soit renouvelable et/ou nucléaire**. Ce procédé d'extraction de l'hydrogène à la cathode et de l'oxygène à l'anode grâce à un courant électrique est simple et ancien.

Il est d'usage de distinguer trois types d'électrolyseurs, présentant chacun des avantages et des inconvénients qui les rendent plus ou moins adaptés à certains usages<sup>94</sup> :

- **Les électrolyseurs alcalins (Alkaline Electrolysis ou AEL), technologie ancienne et éprouvée.** L'électrolyse alcaline utilise une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25 % à 80°C). **Elle consomme 55 kWh d'électricité par kg d'hydrogène produit** (rendement de 70 %, du même ordre de grandeur que celui du vaporeformage en énergie finale) mais une amélioration de ses performances est possible.
- **Les électrolyseurs à membranes échangeuses de protons (Proton Exchange Membrane ou PEM), technologie plus récente et la plus réactive mais qui reste à développer sur un plan industriel.** L'électrolyse PEM, 25 % plus chère que l'alcaline, offre un rendement de 75 % et est utilisée depuis plusieurs décennies pour la génération d'oxygène dans le secteur spatial et les sous-marins nucléaires. Elle repose sur un électrolyte solide acide à membrane polymère conductrice de protons qui nécessite des métaux nobles (platine, iridium...), avec une température de 65 °C à 70 °C. Elle est plus adaptée à de l'électricité fournie par des énergies renouvelables car les variations de puissance électrique n'affectent pas son fonctionnement, à la différence de l'électrolyse alcaline.



### Électrolyse de l'eau



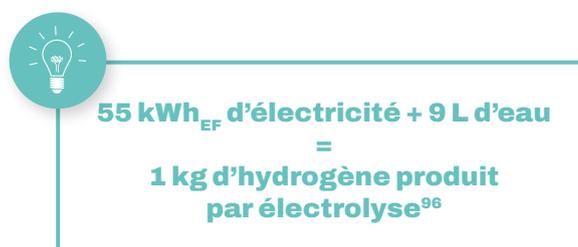
<sup>94</sup> OPECST, « Les modes de production de l'hydrogène », avril 2021.



- **Les électrolyseurs à oxydes solides (Solid Oxide Electrolysis Cell ou SOEC), technologie à haute température la plus efficace mais encore peu mature.** Issue des progrès des piles à combustible, l'électrolyse SOEC qui est donc réversible, est elle-même 25 % plus chère que le système PEM, fonctionne à haute température (400 à 1 000°C) avec un rendement de 85 % sous réserve d'une chaleur fatale disponible (au moins 150 °C) pour la vaporisation de l'eau et sans besoin de métaux nobles. Ces électrolyseurs, particulièrement adaptée à la valorisation de la chaleur fatale, doivent donc être couplés à une source de chaleur, ce qui impliquerait de construire une complémentarité entre des sources de chaleur fatale et l'hydrogène.

Il existe peu de différence entre ces technologies sur le plan du changement climatique. La comparaison des technologies AEL et PEM montrent des différences minimales d'émissions de GES, de plus ou moins 4 %, liées au rendement légèrement différent entre ces deux technologies<sup>95</sup>. **La nature de l'électricité utilisée reste le paramètre majeur déterminant l'impact sur le changement climatique des scénarios d'électrolyse.**

S'agissant justement de la consommation d'électricité de l'électrolyse, l'ordre de grandeur de la production d'hydrogène via cette technologie est le suivant :



Autrement dit un électrolyseur d'une capacité nominale de 1 MW avec un facteur de charge de 100 % produit plus de 400 kg d'hydrogène par jour, soit 13,3 MWh<sub>PCI</sub><sup>97</sup>. Comme détaillée plus loin, la quantité d'hydrogène produite par électrolyse dépend fortement du facteur de charge des électrolyseurs, c'est-à-dire de son temps de fonctionnement à puissance nominale. Au-delà, sans opération de purification, l'hydrogène produit par électrolyse affiche un très haut taux de pureté (99,9 % contre 80 % pour la gazéification du charbon et pour le vaporeformage du méthane<sup>98</sup>).

Comme détaillé dans les parties suivantes du présent rapport, la montée en charge de ce procédé reste compliquée en raison de son coût élevé, et les émissions de GES associées à la production de l'hydrogène par électrolyse sont fortement dépendantes du mix électrique considéré. Cependant, le déploiement massif de capacités renouvelables sur la planète et le besoin massif de recourir à de l'énergie décarbonée fait de l'électrolyse une des principales technologies de production massive d'hydrogène bas-carbone,

95 Ademe, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène : production d'hydrogène et usage en mobilité légère », septembre 2020.

96 OPECST, « Les modes de production de l'hydrogène », avril 2021. Par comparaison l'hydrogène produit par vaporeformage sans CCS nécessite environ 7 litres d'eau par kilogramme d'hydrogène (AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019).

97 A l'image de l'électrolyseur de McPhy installé dans l'EDF Lab Les Renardières.

98 EDF



produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, dans les décennies qui viennent. A titre d'illustration (voir figure 17 ci-contre), l'AIE dans son scénario de développement durable, envisage que presque toute la production d'hydrogène soit basée sur une technologie bas-carbone à horizon 2070, dont une majorité via l'électrolyse, à comparer avec la domination actuelle des énergies fossiles.

La capacité mondiale totale installée d'électrolyseur a atteint un nouveau record en 2019 de 170 MW et les différents projets en cours pourraient permettre d'atteindre les 3 GW d'ici 2023. A plus long terme, plus de 47 GW d'électrolyseur de puissance supérieure à 100 MW sont annoncés à travers le monde, le rythme d'installation annuel sera donc exponentiel, dépassant probablement le gigawatt à horizon 2023 (voir figure 18 ci-contre). Selon Fatih Birol, directeur de l'AIE, 2 600 GW de capacité serait nécessaire pour que la neutralité carbone soit atteinte en 2050 au niveau mondial.

Les projets d'installation d'électrolyseur en France se multiplient également, à différents stades d'avancement (voir figure 19 page suivante), leur nombre n'étant pour le moment pas suffisant pour atteindre l'objectif national de 6,5 GW de capacité à horizon 2030 une politique de soutien est nécessaire (cf *partie 4. c*). La capacité française d'électrolyseur installée est aujourd'hui sept-cent fois inférieure (9 MW seulement), principalement pour approvisionner en hydrogène les bus des villes de Pau et de Lens<sup>99</sup>.

Le remplacement du vaporeformage par l'électrolyse tel que prévu par les orientations des pouvoirs publics conduit à une réduction des émissions en France qui s'élèverait à environ 6 millions de tonnes de CO2 par an à l'horizon 2035, soit un peu plus de 1 % des émissions nationales à cette date. **Le développement de l'hydrogène par électrolyse permettrait ainsi**

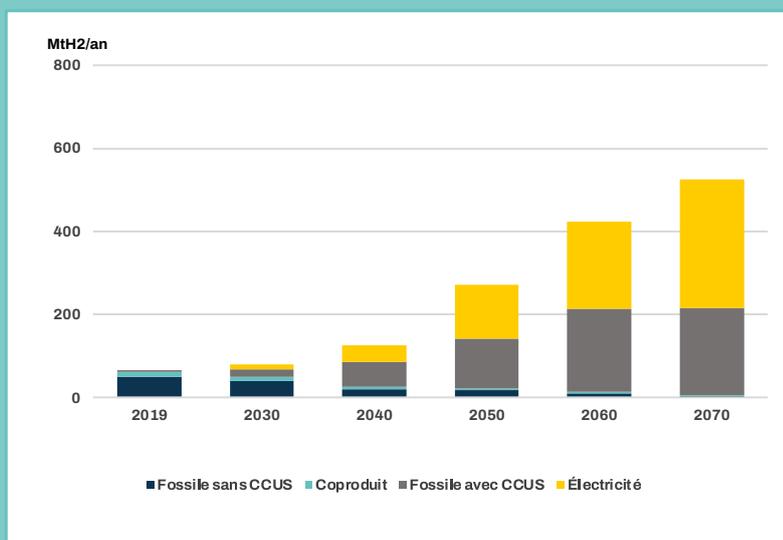


Figure 17 : Évolution de la production mondiale d'hydrogène par technologie entre 2019 et 2070, dans la trajectoire SDS (Sustainable Development Scenario) de l'AIE. AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.

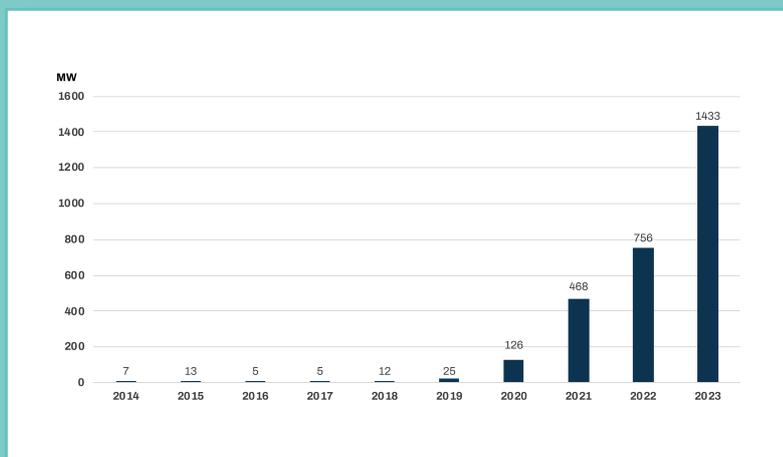


Figure 18 : Capacité mondiale annuelle additionnelle d'électrolyseur historique et annoncée, entre 2014 et 2023. D'après IEA «Tracking report», juin 2020

99 France Hydrogène



d'éviter en France environ 46 millions de tonnes de gaz à effet de serre<sup>100</sup>.

Par conséquent, l'électrolyse ayant parmi les technologies bas-carbone un rôle majeur à jouer pour décarboner le plus rapidement possible les différents usages de l'hydrogène en France comme dans le monde, il est nécessaire de ne pas freiner fortement son développement comme cela pourrait être le cas via l'introduction d'un plafond de consommation d'énergie primaire pour chaque kilogramme d'hydrogène bas-carbone fabriqué. En effet, l'introduction d'un critère supplémentaire en énergie primaire défavoriserait fortement l'électrolyse utilisant l'électricité issue du réseau par rapport aux autres technologies de production et ne permettrait certainement pas d'atteindre les objectifs gouvernementaux, alors même que ce mode de production présente un double intérêt en termes de réduction d'émissions de GES et de rentabilité des électrolyseurs en considérant un mix électrique décarboné comme le mix français<sup>101</sup>.

#### En France

Nom	Année	Technologie	Dimensions	Statut
Hyport Aéroport Toulouse- Blagnac	2021	Electrolyse	1.4 MW	DFI
HyHAMMED HD Station de distribution pour camions	2022	Electrolyse	2.1 MW	DFI
Bioraffinerie La Mède, Total	2024	Electrolyse	40 MW	DFI
H2V Normandy	2022 2023	Electrolyse	200 MW	Etude de faisabilité
H2V59	2022 2023	Electrolyse	200 MW	Etude de faisabilité
Hygreen Orivence	2025 2027	Electrolyse	435 MW	Concept
Partenariat NEL-Lhyfe		Electrolyse	60 MW	DFI

Figure 19 : Etat des lieux des projets d'installation d'électrolyseurs en France. IEA, "Hydrogen in North-Western Europe", mai 2021. FID = Final Investment Decision.

100 RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », Janvier 2020.

101 55 kWh d'énergie finale par kilogramme d'hydrogène étant équivalent à 126,5 kWh d'énergie primaire par kilogramme d'hydrogène pour de l'électricité issue du réseau avec un coefficient d'énergie primaire de 2,3.

## c) Les autres moyens de production de l'hydrogène décarboné

### i. Le procédé de capture et de stockage du CO<sub>2</sub>

Le dispositif de capture et de stockage du carbone (CSC ou CCS en anglais pour *Carbon Capture and Storage*) consiste à piéger les molécules de CO<sub>2</sub> émises lors de l'étape de combustion d'une énergie (fossile ou biomasse) afin d'éviter sa libération dans l'atmosphère. Le CO<sub>2</sub> extrait est ensuite stocké dans des formations géologiques du sous-sol permettant sa séquestration sur le long terme, ou bien réutilisé *a posteriori*<sup>102</sup> (on parle alors de CCUS pour *Carbon Capture Use and Storage*). Comme indiqué sur la figure 20 ci-contre, le CCUS existe aujourd'hui à une échelle commerciale, deux unités de CCUS sont opérationnelles en Union européenne<sup>103</sup> et l'installation de plusieurs d'entre elles est planifiée en mer du Nord.

**Cependant, l'empreinte carbone de l'hydrogène (ainsi que son surcoût) généré par cette technologie dépend fortement du taux de capture du CO<sub>2</sub> effectif au sein de la centrale de production.** Comme l'indique la figure 21 ci-contre celui-ci peut s'élever à 56 % ou bien à 90 % (selon si le CO<sub>2</sub> est capté au sein du flux de sortie principal uniquement ou s'il est capté à tous les flux de sortie), ce qui implique nécessairement des émissions de gaz à effet de serre lors du processus.

L'AIE estime qu'à horizon 2070 la part d'hydrogène produit par vaporeformage de méthane associé à la technologie CCUS pourrait s'élever à environ 40 %, à la condition d'éliminer les fuites de méthanes<sup>104</sup>. **La France bénéficiant quant à elle d'ores et déjà d'un mix électrique décarboné, la SNBC ne prévoit qu'un recours limité aux solutions de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>.**

102 Via l'accélération du phénomène de carbonatation du béton par exemple.

103 Une installation en mer Norvège a été mise en service en 1996 et a déjà permis de collecter 20 MtCO<sub>2</sub> (champ gazier de Sleipner), et une installation d'Air Liquide au Havre est opérationnelle depuis 2015 et capte annuellement 100 000 tCO<sub>2</sub>.

104 AIE, « The Future of Hydrogen », septembre 2020.

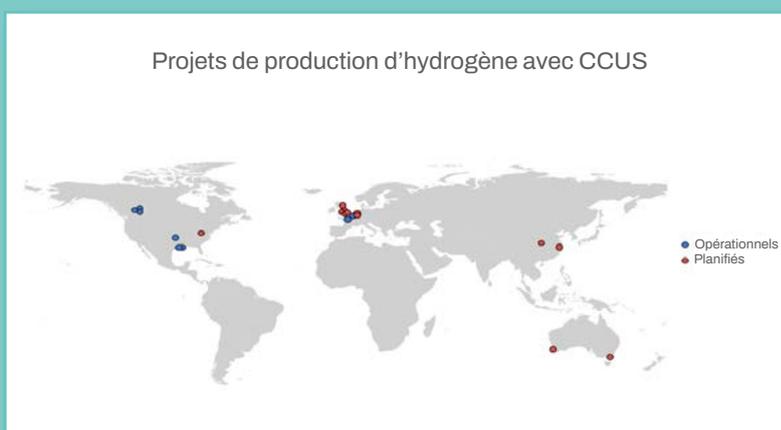


Figure 20 : Etat des lieux mondial des projets de CCUS en 2019, en activité ou en projet. AIE.

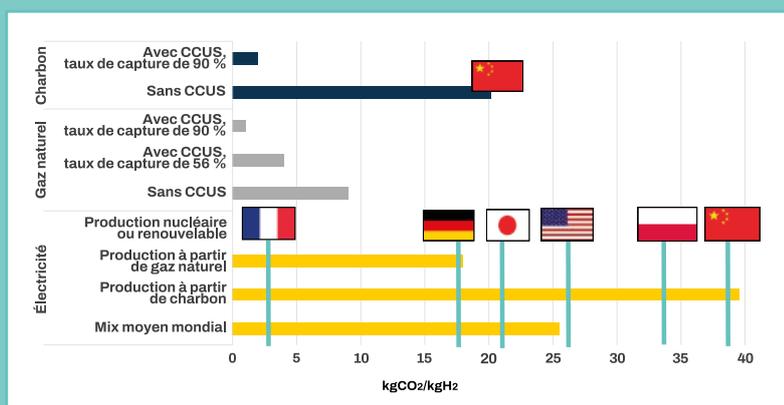


Figure 21 : Intensité des émissions de GES associées à la production d'hydrogène selon les principales technologies (émissions directes uniquement). AIE, « The Future of Hydrogen », septembre 2020.



## ii. Les technologies à l'état de recherche et développement

L'hydrogène peut également être produit à partir de biomasse mais cette technologie, encore peu mature, soulève la question de la disponibilité des ressources et du conflit d'usage avec par exemple la valorisation directe ou la production de biogaz. Une expérimentation de **pyrolyse de la biomasse** est cependant en projet à Strasbourg<sup>105</sup>. Ce procédé consiste en une décomposition thermique du bois, réalisée à environ 500° C, qui génère d'une part du biochar (charbon très compact qui sera concassé avant d'être redonné à l'agriculture, pour l'entretien des terres dont il contribue à retenir l'humidité), et d'autre part un gaz de synthèse qui, lui, sera séparé en plusieurs molécules dont l'hydrogène. Le projet estime pouvoir produire à horizon 2023 environ 240 tonnes d'hydrogène par an en utilisant 7 300 tonnes de bois de recyclage, soit l'équivalent de l'alimentation d'une vingtaine de bus.

S'agissant de **la production d'hydrogène par vaporeformage de gaz, celle-ci a**, selon l'Ademe<sup>106</sup>, **un impact variable selon le taux et la nature du biogaz utilisé**. L'utilisation de 10 % de biogaz injecté dans les réseaux de gaz en complément du gaz naturel<sup>107</sup>, permet de réduire modérément l'impact sur le changement climatique du vaporeformage : -7 % par rapport au scénario 100 % gaz naturel. L'utilisation de biogaz à 100 % serait *a contrario* en mesure d'abattre l'impact de cette filière de 65 %. Il est à noter que l'impact du vaporeformage de biogaz sur le changement climatique est étroitement lié aux hypothèses prises caractérisant le biogaz lui-même, qui peut être de nature différente : si la réduction de l'impact atteint 65 % avec un biogaz

issu de la fermentation de déchets organiques, celle-ci s'établit entre 52 % et 61 % lorsque l'on considère un mix de biogaz représentatif de la production de biogaz en France, constitué de différentes sources (stations de traitement des eaux usées, coproduit agricoles, déchets industriels, ...). Toutefois, au regard des contraintes de ressources existantes, un tel mode de production pourrait venir en concurrence directe avec l'utilisation de biogaz pour certains usages.

**La pyrolyse du méthane** est également un procédé à l'état de recherche et développement. Il consiste par exemple à utiliser un gaz à l'état de plasma pour fournir suffisamment d'énergie thermique permettant de craquer la molécule de méthane. Cette réaction génère deux coproduits, de l'hydrogène et du noir de carbone solide qui peut ensuite faire office de matière première dans l'industrie (gomme de pneus, piles, batteries...). À ce procédé s'ajoutent enfin différentes techniques alternatives de production de l'hydrogène qui font encore l'objet de recherches comme la dissociation thermo-chimique de l'eau (décomposition directe de l'eau par apport d'énergie sous la seule forme thermique), l'oxydation du fer, la photosynthèse (via l'utilisation de micro-organismes) ou bien encore des procédés biomimétiques de photocatalyse et de photoélectrocatalyse<sup>108</sup>.

105 Le journal des énergies renouvelables, hors-série, avril 2021.

106 Ademe, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène : production d'hydrogène et usage en mobilité légère », septembre 2020.

107 Objectif de la PPE à horizon 2030

108 OPECST, « Les modes de production de l'hydrogène », avril 2021.

## d) Le défi du transport de l'hydrogène

### i. Production locale vs production globale

Dans le monde, l'hydrogène est aujourd'hui à 90 % consommé sur son lieu de production. Le gaz naturel ou l'électricité nécessaire à sa fabrication sont acheminés sur place en mettant à profit les infrastructures existantes. Cependant des infrastructures dédiées (à échelle locale) existent déjà en Europe pour connecter les sites de production d'hydrogène aux consommateurs industriels et, à une plus grande échelle, des « hubs » industriels seraient déjà possibles. Sur le long-terme, une décorrélation de plus en plus importante pourrait être attendue entre les lieux de production d'hydrogène et les lieux de consommation, nécessitant une adaptation progressive des infrastructures.

**Dans la perspective de la création d'un marché mondial de l'hydrogène le monde serait alors divisé entre régions exportatrices et importatrices de ce nouveau bien de commodité.** La Chine et les Etats-Unis sont des gros consommateurs d'hydrogène mais ont les conditions favorables pour produire leur propre hydrogène via les énergies renouvelables ou le gaz naturel. A contrario, l'Europe, le Japon et la Corée ont relativement peu de ressources énergétiques leur permettant de subvenir à leurs besoins futurs en hydrogène bas-carbone. Ces régions pourraient donc importer de l'hydrogène produit dans des pays à fort potentiel de développement d'énergies renouvelables comme l'Australie, l'Amérique du Sud, le Maghreb ou le Moyen-Orient, sous condition de disposer des réserves d'eau adéquates pour ce faire (voir figure 22 ci-contre).

Au-delà de l'utilisation massive d'électrolyseurs via de l'électricité photovoltaïque dans des pays à fort ensoleillement, certains pays parient également sur le coût à la baisse de l'éolien terrestre et offshore. C'est le cas des Pays-Bas qui envisagent via le projet NorthH2 de produire 800 000 tonnes d'hydrogène en connectant, à



Figure 22 : Prévision long terme des coûts de production d'hydrogène à partir des énergies éolienne ou photovoltaïque. AIE



horizon 2040, 10 GW d'éolien offshore en Mer du Nord à des électrolyseurs alcalins situés à terre (1 GW devrait être mis en service en 2027). Ainsi, l'hydrogène issu de régions à haut potentiel renouvelable pourrait, dans le cadre d'une stratégie plus globale et en complément d'autres sources de productions locales, être importé à des tarifs compétitifs, pour autant que les coûts de transport restent bas.

**Cependant, à court et moyen terme les lieux de production et de consommation d'hydrogène resteront fortement corrélés, rendant plus pertinent la création d'écosystèmes territoriaux.** Afin d'initier le changement d'échelle de l'hydrogène plusieurs « vallées hydrogène » émergent en Europe comme dans la région Auvergne-Rhône-Alpes qui ambitionne de devenir le territoire leader dans ce secteur en France et en Europe. Ce projet, initié en 2017, vise à déployer pour les flottes captives des professionnels 20 stations de recharge et 1 200 véhicules à l'horizon 2023 pour un investissement estimé à 70 millions d'euros. Dans un premier temps, l'hydrogène nécessaire sera fourni via de l'électrolyse d'énergie renouvelable couverte par des garanties d'origine régionales et à terme l'objectif est que des installations d'énergies renouvelables alimentent directement les électrolyseurs. Si le projet initial présageait l'installation de quinze électrolyseurs raccordés à des stations, il n'en prévoit finalement que trois massifs (un à Clermont-Ferrand, un à Grenoble et un dans la vallée du Rhône) pour optimiser les coûts. Ces électrolyseurs devraient avoir une capacité de production d'environ 1,6 tonne d'hydrogène par jour. La problématique du coût peut en effet être résolue par des économies d'échelle via l'installation de gros électrolyseurs qui vont amortir plus rapidement les investissements initiaux<sup>109</sup>. **Ce genre d'initiative est amené à se développer car l'Ademe a mis en place un appel à projets « Hub territoriaux d'hydrogène » avec**

**L'objectif de faire émerger des partenariats forts entre collectivités et industriels afin de synchroniser au mieux l'émergence de l'offre et le développement des usages.**

#### *ii. Le transport de l'hydrogène gazeux : quelles perspectives d'évolution ?*

L'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable mais dont la flamme est pratiquement invisible, il présente des problèmes de compatibilité avec certains matériaux, et présente un effet Joule Thomson inverse (de sorte que le gaz qui s'échappe d'un réservoir à pression élevée peut s'échauffer suffisamment pour être enflammé directement). **Le transport de cette molécule nécessite donc des modes de transports adaptés.** Lorsqu'il doit être transporté, suivant les quantités, la durée du transfert, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques, l'hydrogène est acheminé sous sa forme de gaz ou de liquide.

**Pour les quantités importantes, à l'image de ce qui se fait pour le gaz naturel, le transport de l'hydrogène gazeux se fait aujourd'hui par gazoduc<sup>110</sup> alors que pour des quantités moindres il se fait par camionnage de bouteilles métalliques d'hydrogène comprimé comme cela est fait pour les autres gaz industriels.**

#### *a. L'adaptation des réseaux de gaz*

**Afin de pouvoir transporter de l'hydrogène dans des canalisations, plusieurs solutions sont ainsi aujourd'hui à l'étude : mélanger de l'hydrogène au méthane circulant dans les réseaux existants, convertir entièrement ces derniers à l'hydrogène, ou bien encore**

109 Le Journal des énergies renouvelables, hors-série, avril 2021.

110 L'Europe de l'Ouest possède un réseau de gazoducs d'hydrogène d'environ 1 600 km, principalement développé en France, en Allemagne et au Benelux. France Hydrogène, « Transport et distribution de l'hydrogène », Memento de l'hydrogène fiche 4.1, décembre 2019.



### **construire un réseau dédié en supplément de l'existant.**

S'agissant de la première option, pour des questions de sécurité (l'hydrogène fragilisant les conduites métalliques) le taux d'hydrogène dans les canalisations existantes est limité à environ 7 % (en volume) dans la plupart des cas, même si cette valeur peut monter jusqu'à 20 % dans certains pays (Espagne, Portugal) ou sur le projet GRYHD en France à Cappelle-la-Grande. Cette valeur maximale permettrait de réduire l'empreinte carbone du gaz circulant dans les gazoducs de 6 % à 7 %<sup>111</sup>. Des études complémentaires menées par les opérateurs de réseau de gaz sont en cours pour déterminer jusqu'à quel pourcentage l'hydrogène peut être ainsi injecté en volume et sans surcoût. De même, des recherches ont lieu sur les méthodes de récupération de cet hydrogène qui serait mélangé à du méthane et que l'on souhaiterait récupérer. Enfin, l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz nécessiterait de définir les règles d'accès aux réseaux afin de clarifier les responsabilités entre producteurs, opérateurs et consommateurs ou bien encore dans le but de partager les procédures entre les opérateurs pour piloter le taux d'hydrogène. La Commission européenne a mené au printemps 2021 une consultation publique sur ce sujet dans le cadre de la révision du paquet gaz (directive et règlement de juillet 2009).

En complément des 4 000 à 5 000 km de réseau de canalisation d'ores et déjà dédiés à l'hydrogène en Europe, 23 opérateurs du réseau de transport européen de gaz ont lancé l'initiative *European Backbone* en juillet 2020. L'objectif de ce projet est de pouvoir étendre ce réseau à hauteur de 11 600 km en 2030 et 39 700 km en 2040. 75 % des infrastructures de cette épine dorsale seraient des infrastructures gazières existantes aujourd'hui et reconverties pour l'hydrogène, et les 25 % restants seraient de nouvelles infrastructures dédiées. Ce projet encore illustratif

coûterait entre 43 et 81 milliards d'euros d'ici 2040 sur la base des premières estimations et permettrait de transporter l'hydrogène à un coût situé entre 0,11 et 0,21 €/kg pour 1 000 Km<sup>112</sup>. Certains acteurs comme l'ACER s'interrogent toutefois quant à la pertinence d'un tel projet<sup>113</sup>.

Enfin, **le transport de l'hydrogène pourrait également s'effectuer de façon indirecte sous forme de méthane via le processus de méthanation (on parle alors de « e-méthane »)**. Les molécules d'hydrogène et de dioxyde de carbone réagissent en présence de catalyseurs pour former de l'eau et du méthane, ce dernier pouvant alors être injecté tel quel dans le réseau. Cette méthode est actuellement en phase de test dans le cadre du projet Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer et a pour avantage de valoriser le CO<sub>2</sub> émis par une industrie proche du site. Le site vise jusqu'à 25 m<sup>3</sup>/h de production d'« e-méthane »<sup>114</sup>.

#### **b. Les caractéristiques du transport par camions**

Par la route, les industriels livrent l'hydrogène gazeux comprimé à une pression de 200 ou 220 bars dans des bouteilles cylindriques en acier. Les inconvénients de ce conditionnement sont l'encombrement (seulement 14 kg/m<sup>3</sup> à 200 bars et à une température de 21°C) et le très faible rapport gravimétrique (poids d'hydrogène transporté divisé par le poids du contenant)<sup>115</sup>. De plus, l'impact sur le changement climatique lié à la motorisation diesel des camions actuellement utilisés pour transporter l'hydrogène gazeux dépend de la distance d'acheminement. Les progrès réalisés dans le domaine des réservoirs

112 Gas for Climate, « Extending the H2 Backbone », avril 2021.

113 ACER, « Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing », juillet 2021

114 Jupiter1000.eu

115 France Hydrogène, « Transport et distribution de l'hydrogène », Memento de l'hydrogène fiche 4.1, décembre 2019.

111 IEA, Hydrogen in North-Western Europe, mai 2021.



de type composites permettant aujourd'hui le transport de l'hydrogène sous 500 bars (dans ce cas le rapport gravimétrique est amélioré d'un facteur quatre), le transport de l'hydrogène à une telle pression permettrait de quintupler la quantité transportée par rapport à un camion transportant de l'hydrogène à 200 bars (pratiques actuelles). **Cet impact carbone est estimé entre 0,35 et 1,12 kgCO<sub>2eq</sub> par kg d'hydrogène transporté sur une distance de 100 km (respectivement à 500 bars et 200 bars)**<sup>116</sup>. Ces chiffres devraient logiquement diminuer dans les années à venir, la fin de commercialisation des poids lourds utilisant principalement des énergies fossiles est prévue pour 2040<sup>117</sup>. Une production sur place en station-service, et à minima avec des distances d'acheminement réduites, permettrait également de limiter la contribution de cette étape au réchauffement climatique.

### iii. La piste du transport de l'hydrogène sous forme liquide

Dans le cadre d'un marché mondial de l'hydrogène le seul transport sous forme gazeuse ne permettrait pas d'assurer suffisamment de volume échangé. Le transport par voie maritime d'hydrogène liquide, bien qu'à priori plus cher, permettrait de connecter des centres de production et de consommation là où il n'existe pas de pipelines. De plus, **sous sa forme liquide, l'hydrogène pur présente la densité la plus élevée possible**<sup>118</sup>, et donc la condition la plus favorable à son stockage et à son transport sur de longues-distances. Toutefois cet état exige un équipement cryostatique performant (la molécule est refroidie à - 253°C) et, la faible ébullition du liquide due aux inévitables pertes

thermiques, si réduites soient-elles, exige que les réservoirs permettent un dégagement permanent de vapeur d'hydrogène.

Pour certaines applications (plateformes aérospatiales par exemple) l'hydrogène liquide peut être transporté par voie terrestre dans des réservoirs cylindriques. Cependant la meilleure option pour transporter une grande quantité d'hydrogène liquide sur une longue distance est de privilégier la voie maritime, en équipant des bateaux en réservoirs cryostatiques sphériques. Comme illustré figure 23 page suivante, plusieurs projets existent en ce sens, **à l'image du Japon qui prévoit d'importer par la mer de l'hydrogène produit en Australie à partir de lignite (l'Australie s'engageant à capturer le CO<sub>2</sub> émis), très abondant et bon marché dans ce pays**. À noter également qu'en janvier 2017, les deux pays ont convenu d'un standard de sûreté commun pour le transport d'hydrogène liquide par voie maritime<sup>119</sup>.

Liquéfier l'hydrogène pur et le conserver dans cet état requiert la mise en œuvre d'un certain niveau de technologie cryogénique. Aussi, afin de pouvoir transporter l'hydrogène plus facilement en restant à l'état liquide, la solution peut être d'utiliser des substances qui contiennent dans leur structure chimique un nombre important d'atomes d'hydrogène récupérables par une réaction chimique. **L'ammoniac (de formule chimique NH<sub>3</sub>, constitué d'atomes d'azote et d'hydrogène) constitue en ce sens une piste de recherche privilégiée**. Gazeux à température ambiante et à pression atmosphérique, il change d'état à une température de - 33°C ou une pression de 10 bars. L'avantage de l'ammoniac est qu'il est déjà lui-même transporté par bateau (10 millions de tonnes par an) et que des dizaines de ports sont déjà équipés de dispositifs de chargement ou de déchargement. Cependant, de nombreux travaux ont été engagés mais sa mise

116 Ademe, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène : production d'hydrogène et usage en mobilité légère », septembre 2020.

117 Loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, Article 25, juillet 2021

118 71 kg/m<sup>3</sup> soit près de deux fois celle de l'hydrogène gazeux comprimé à 700 bars (39 kg/m<sup>3</sup>).

119 France Hydrogène, « Transport et distribution de l'hydrogène », Memento de l'hydrogène fiche 4.1, décembre 2019.



en œuvre pratique n'a pas encore été réalisée à grande échelle<sup>120</sup>, que ce soit par utilisation de sa combustion proprement dite en tant que carburant ou pour en extraire l'hydrogène par craquage thermique ou électrolyse<sup>121</sup>.

**Le méthanol de synthèse (aussi appelé « e-méthanol », ou électro-méthanol lorsque l'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau) a de son côté l'avantage de pouvoir se substituer facilement aux carburants fossiles.**

Il résulte de la combinaison de molécules d'hydrogène avec des molécules de dioxyde de carbone préalablement captées. Un tel produit est d'ores et déjà mélangé à l'essence (de l'ordre de 3 à 5 %) et la fabrication de véhicules fonctionnant au méthanol ne nécessite pas de changement technique majeur par rapport à un véhicule thermique classique. Le e-méthanol pourrait ainsi être une solution pour remplacer le fioul des bateaux de croisière ou des ferrys et certains constructeurs automobiles s'y intéressent de près<sup>122</sup>. Une centrale de production d'e-méthanol devrait voir le jour en Suède avec pour ambition de produire 50 000 tonnes par an de ce liquide à l'horizon 2024<sup>123</sup>.

**Les liquides organiques porteurs d'hydrogène (ou LOHC pour Liquid Organic Hydrogen Carrier) sont également à l'étude.** Les LOHCs sont des liquides huileux ayant une densité de

120 Des essais d'utilisation d'ammoniac comme combustible pour la production d'électricité sont en cours au Japon. La société japonaise d'énergie thermique Jera commencera à tester la combustion d'un mélange de charbon et d'ammoniac dans sa centrale électrique du centre du Japon en août 2021. Jera commencera par mélanger une petite quantité d'ammoniac, dans l'espoir de porter le taux de co-combustion à 20 % au cours de l'exercice 2024. L'entreprise Mitsubishi met au point de son côté une turbine à gaz alimentée à 100 % par l'ammoniac et souhaite commercialiser ce système d'ici 2025. NHK World Japan, juillet 2021.

121 France Hydrogène, « Stockage solide et liquide de l'hydrogène », Mémento de l'hydrogène fiche 4.4, février 2021.

122 Les Echos, « Le e-méthanol, un carburant propre pour remplacer l'essence ? », septembre 2018.

123 France Hydrogène, « Falkor investit dans Liquid Wind et veut développer l'électro-méthanol en France », mai 2021.

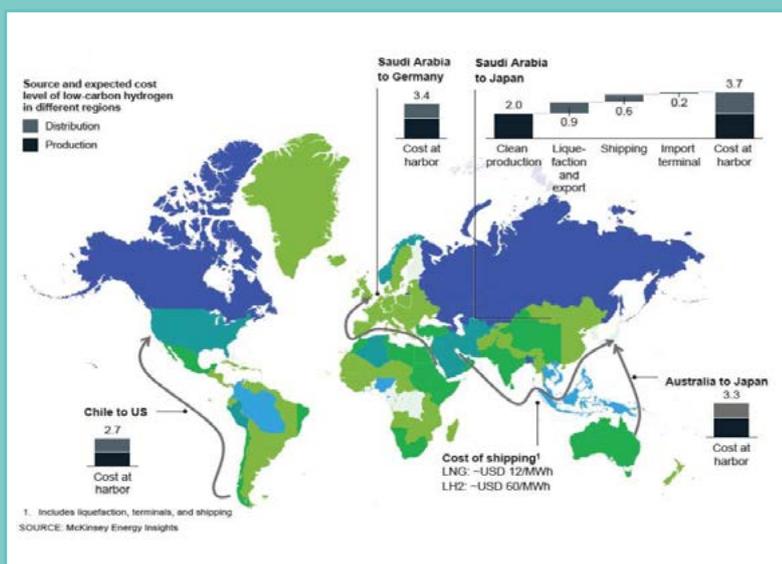


Figure 23 : Coût du transport d'hydrogène liquide par voie maritime en 2030. McKinsey Energy Insights.





stockage d'hydrogène élevée, permettant une manipulation sûre de l'hydrogène. Il s'agit d'héberger l'hydrogène au milieu de liquides organiques « rechargeable » tels que le naphthalène ou le benzène. Il suffit d'hydrogéner ces derniers à température élevée pour obtenir deux nouvelles molécules stables (le cyclohexane et la décaline par exemple), qui sont ensuite conditionnées à basse température pour être facilement transportés et utilisés<sup>124</sup>. Emprisonné de la sorte, l'hydrogène peut être transporté comme n'importe quel carburant classique (par pétrolier par exemple). Bien que peu inflammables et non explosifs, il convient de noter que les LOHCs, sont des produits pouvant engendrer de la toxicité au même titre que l'ammoniac. Par ailleurs, le stockage de l'hydrogène via cette méthode n'engendre aucune perte bien que nécessitant de l'énergie pour les phases d'hydrogénation et de déshydrogénation. Une première usine de stockage de l'hydrogène dans un LOHC devrait être opérationnelle en 2023 en Allemagne<sup>125</sup>.

Enfin, en sus du méthane de synthèse (« e-méthane ») évoqué précédemment qui peut également être liquéfié et qui présente l'avantage d'être compatible avec les infrastructures actuelles (méthaniers et points de livraisons), le stockage d'hydrogène sous forme solide constitue également une piste de recherche. En effet, **l'hydrogène peut être combiné avec une large variété de métaux (magnésium, vanadium, palladium...) ou d'alliages (lanthane-nickel, fer-titane...) pour former des hydrures métalliques (procédé exothermique effectué sous une pression de 5 à 10 bars appelé hydruration<sup>126</sup>)**. Le résultat de ce mélange donne une poudre qui peut facilement être manipulée à l'air libre. Celle-ci peut par la suite être mélangée à du

graphite et être compactée sous forme de galettes. Une galette de 50 cm de diamètre et de 2 cm d'épaisseur contient alors environ 50 g d'hydrogène<sup>127</sup>, présentant un gain de 35 % de densité énergétique par rapport à une batterie chimique classique (5 kg/kWh contre 7 à 8 kg/kWh)<sup>128</sup>. Ensuite, à basse pression et avec l'apport de chaleur, la galette rejette son hydrogène (la déhydruration).

124 ERH2-bretagne, « LOHC : Nouveau procédé de stockage liquide d'hydrogène en Allemagne », août 2016.

125 H2-mobile.fr, « Allemagne : une usine géante pour stocker l'hydrogène vert », mars 2021.

126 Transitions & Energies, « Les « éponges » à hydrogène ouvrent la voie au stockage solide de cette forme d'énergie », avril 2020.

127 France Hydrogène, « Stockage solide et liquide de l'hydrogène », Mémento de l'hydrogène fiche 4.4, février 2021.

128 Projet Shypage, MINCATEC

## e) Comparaison des coûts de production de l'hydrogène décarboné : état des lieux et prospective

Les technologies de production d'hydrogène faiblement émettrices de GES sont aujourd'hui beaucoup plus coûteuses que les solutions qui reposent sur des énergies fossiles sans CCS. En particulier, au niveau mondial, **produire de l'hydrogène par électrolyse coûte environ trois fois plus cher que l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane**, même lorsque celui-ci est associé à du CCS (voir figure 24 ci-contre). Le développement d'une demande pour l'hydrogène produit par électrolyse dans les prochaines années nécessitera donc à la fois une baisse significative des coûts de production et un soutien public pour couvrir la différence de coût. À noter cependant que pour certains usages industriels peu intensifs et suffisamment stables (verrière, agroalimentaire, métallurgie, électronique) le coût de revient de l'hydrogène se situe aujourd'hui entre 10 €/kg et 20 €/kg, rarement en dessous de 8 €/kg. **Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui pour de l'hydrogène produit directement sur site par électrolyse**<sup>129</sup>.

Le coût de production de l'hydrogène à partir du charbon est composé à 50 % du coût de l'installation et à 20 % du coût d'approvisionnement en charbon<sup>130</sup>. Le coût de production d'hydrogène produit par vaporeformage de méthane dépend quant à lui fortement du prix du gaz naturel (représentant entre 45 % et 75 % du coût de production), mais également du coût de l'installation, et dans certaines zones géographiques de celui du CO<sub>2</sub>. **Des pays disposant de gaz naturel bon marché peuvent atteindre un coût de production du kilogramme d'hydrogène inférieur à 1 \$ (Etats-Unis ou au Moyen-Orient) sans CCS**<sup>131</sup>. En revanche, son coût peut être compris en France entre 1,5 €/kg et 4 €/kg suivant les prix du MWh de gaz naturel, de la tonne de CO<sub>2</sub> ainsi que de la taille de l'installation (voir figure 25 ci-contre).

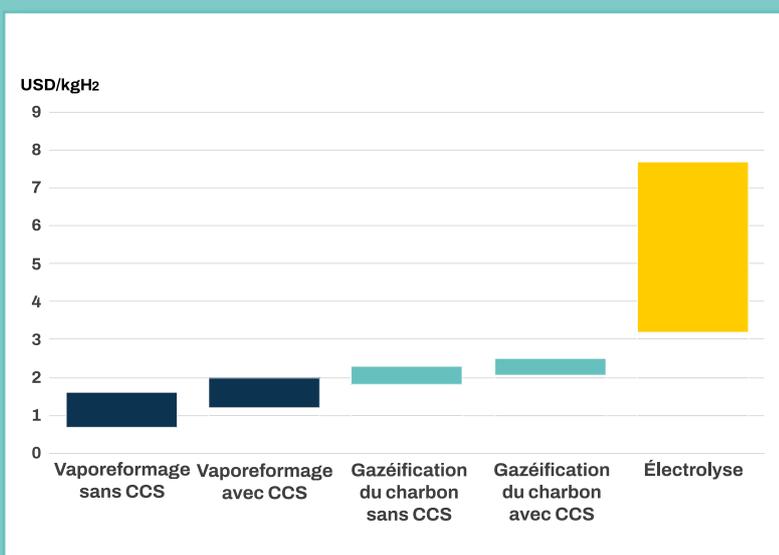


Figure 24 : Coûts de production de l'hydrogène selon les principales technologies en 2019. AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.

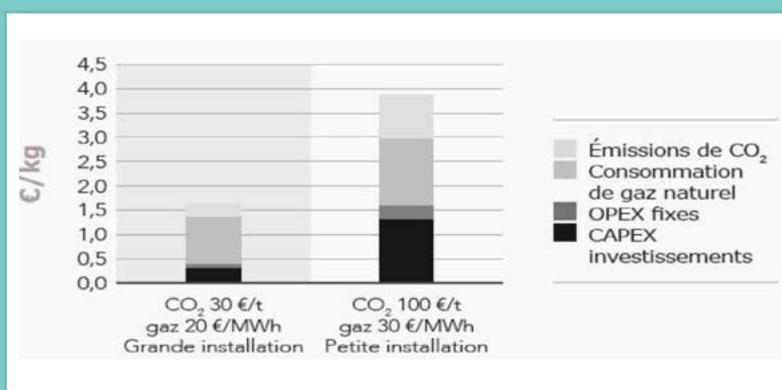


Figure 25 : Coût de production d'hydrogène par vaporeformage selon la taille de l'installation, le prix du gaz ainsi que le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>. RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone », janvier 2020.

<sup>129</sup> PPE, avril 2020.

<sup>130</sup> AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

<sup>131</sup> AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.



### i. Comment diminuer le coût de production de l'hydrogène produit par électrolyse ?

Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse dépend principalement :

- **Du prix de l'électrolyseur** qui diffère selon sa technologie et sa puissance ;
- **Du prix de l'électricité** qui représente la moitié du coût de l'hydrogène produit par électrolyse ;
- **Du facteur de charge de l'électrolyseur**, c'est-à-dire de son taux d'utilisation à puissance nominale.

De plus, la production d'un kilogramme d'hydrogène par électrolyse nécessitant aujourd'hui neuf litres d'eau, cela signifie que si l'ensemble des 75 Mt produit dans le monde était produit par électrolyse alors il faudrait consommer deux fois la consommation d'eau utilisée actuellement pour l'hydrogène produit par vaporeformage, ce qui correspondrait à 1,3 % de la consommation mondiale en eau du secteur de l'énergie (617 millions de mètres cubes d'eau)<sup>132</sup>. **La part du coût liée à l'eau est minimale en France mais la gestion de cette ressource sera de plus en plus délicate du fait du réchauffement climatique et constitue donc malgré tout un enjeu pour le futur de la filière hydrogène, surtout dans des scénarios où l'hydrogène serait produit dans des pays présentant déjà des situations de stress hydrique.** En effet, bien que de l'eau déminéralisée ou distillée soit requise pour le bon fonctionnement des électrolyseurs (les impuretés pouvant affecter la durabilité du matériel), celle-ci ne devrait pas être obtenue via de l'eau potable, privilégiée pour d'autres usages. Dans certaines régions du monde en situation de stress hydrique, l'utilisation d'eau de mer désalinisée devrait ainsi être privilégiée (l'utilisation directe d'eau salée dans les électrolyseurs engendre de la corrosion et produise du chlore), cette étape supplémentaire

n'augmente le coût de production de l'hydrogène que de 0,01 à 0,02 \$/kg<sup>133</sup>.

Dès lors, diminuer fortement le coût de production de l'hydrogène électrolytique nécessite de combiner plusieurs paramètres :

- Augmenter la puissance de l'électrolyseur pour faire baisser le prix du kW installé par des économies d'échelle ;
- Améliorer l'efficacité énergétique des technologies d'électrolyseurs (utilisation de composants plus efficaces et moins coûteux, simplification de l'architecture du système...) ;
- Augmenter le taux d'usage de l'installation pour obtenir un facteur de charge élevé. La connexion à un réseau d'électricité décarbonée constitue à ce titre un avantage, comparativement à un raccordement direct à une centrale éolienne ou photovoltaïque (mais cela augmente la sensibilité de l'installation aux variations de prix de marché). En outre, cette dernière configuration obligerait à surdimensionner l'électrolyseur pour être en mesure de recevoir le plus possible d'électricité produite par la centrale.
- Se fournir en électricité à un prix bas. Le prix de l'électricité dépend de la source utilisée et, dans le cas où l'électrolyseur est raccordé au réseau, de l'éventuelle éligibilité de l'installation à un abattement tarifaire du TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, cf. partie 4.c)).

Ainsi, les électrolyseurs sont actuellement capables de produire un hydrogène de 4 à 5 €/kg pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 heures par an (facteurs de charge annuels de 46 à 57 %) et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh<sup>134</sup> (voir figure 26 page suivante).

132 AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

133 Le processus de désalinisation nécessite 3 à 4 kWh électricité par m<sup>3</sup> d'eau. AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.  
134 PPE, avril 2020.



ii. *Quelles évolutions des coûts de production dans les prochaines décennies ?*

À horizon 2030 selon l'AIE<sup>135</sup>, les dépenses d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) d'une centrale de production d'hydrogène qui capture, stocke et utilise le carbone seront toujours plus élevées que dans une centrale sans CCS. Cependant, en mettant en place une taxe carbone égale ou supérieure à 40 \$/tCO<sub>2</sub>, il devient moins cher de produire de l'hydrogène par gazéification du charbon avec CCS que sans (ce mode de production n'étant pas répandu en Europe), ces deux options deviennent équivalentes s'agissant du vaporeformage du gaz naturel. **L'intérêt économique du CCS sera donc d'autant plus fort que le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sera élevé.** Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse pourrait lui baisser et être compris entre 2 \$/kgH<sub>2</sub> et 6,5 \$/kgH<sub>2</sub>, mais **l'électrolyse ne permettrait pas en 2030 de produire de l'hydrogène à un coût concurrentiel avec les approches traditionnelles (voir figure 27 ci-contre).**

À horizon 2050 cependant, l'hydrogène produit à partir d'électrolyse pourrait devenir compétitif avec la production conventionnelle fossile dans différents endroits du monde. Ainsi pour un prix de l'électricité compris entre 20 \$/MWh et 60 \$/MWh, l'hydrogène pourrait être produit à un coût de 1,5 \$/kgH<sub>2</sub> à 3 \$/kgH<sub>2</sub>. Dans le même temps l'augmentation du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> renchérirait fortement les coûts de production de l'hydrogène obtenu à partir d'énergies fossiles sans CCS<sup>136</sup> (voir figure 28 page suivante).

**En particulier, l'hydrogène électrolytique produit à partir d'électricité renouvelable pourrait être produit à un coût compris entre 0,8 \$/kg et 1,6 \$/kg dans la plupart des régions**

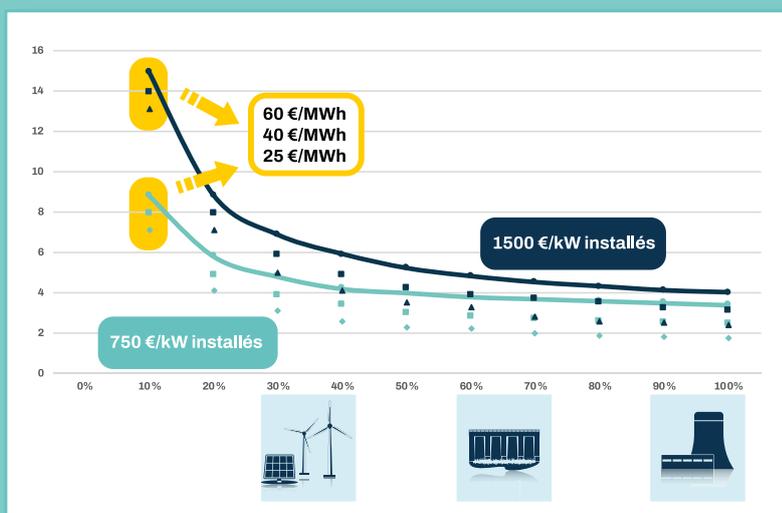


Figure 26 : Coût de production de l'hydrogène par électrolyse selon le prix de l'électricité, le coût de l'électrolyseur et son facteur de charge. Institut de recherche EIFER.

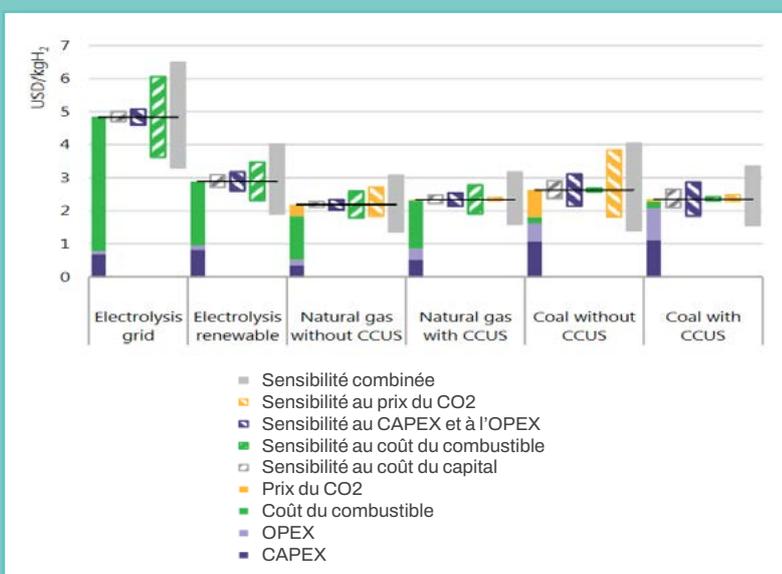


Figure 27 : Coûts de production de l'hydrogène selon différentes technologies en 2030. AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

135 AIE, « The Future of Hydrogen », juin 2019.

136 AIE, « Energy Technology Perspectives », septembre 2020.



**du monde à horizon 2050.** Ceci s'explique particulièrement par une baisse continue des coûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ceux-ci ayant d'ores et déjà baissé de 85 % pour le solaire photovoltaïque et de 49 % pour l'éolien depuis 2010<sup>137</sup>.

**De plus le taux d'apprentissage (baisse du prix de l'installation par kW) des différentes technologies d'électrolyseurs est comparable à celui des énergies renouvelables.** La forte baisse du coût des électrolyseurs alcalins en Chine ces dernières années s'explique notamment par le recours à des matériaux et à une main d'œuvre meilleurs marchés, une utilisation élevée des lignes de production, et par une baisse des coûts en recherche et développement et en marketing<sup>138</sup> (voir figure 29 page suivante).

### iii. Quelles innovations pour l'électrolyse dans les prochaines années ?

À l'inverse de la Chine qui concentre ses efforts sur la baisse des coûts de production des électrolyseurs alcalins, principalement via des effets d'échelle, l'UE tente de rester en pointe sur les deux autres filières d'électrolyseurs PEM et SOEC. **L'électrolyse haute température** trouve ainsi peu à peu sa place dans la cour industrielle et la dynamique en sa faveur devrait s'accroître. En effet, entre les années 2015 et 2019 la capacité des démonstrateurs de ce type d'électrolyseur installée chaque année dans le monde a été multipliée par plus de dix, tandis que dans le même temps le soutien nécessaire à son développement a été divisé d'un facteur cinq<sup>139</sup>. Cette technologie fait l'objet d'efforts importants en termes de recherche et développement aux Etats-Unis et en Europe, à l'image du projet MultiPHy au Pays-Bas qui consiste à mettre en service le premier électrolyseur haute température d'une capacité de plusieurs mégawatts au monde

137 BNEF, 2020  
138 Bloomberg NEF  
139 CEA

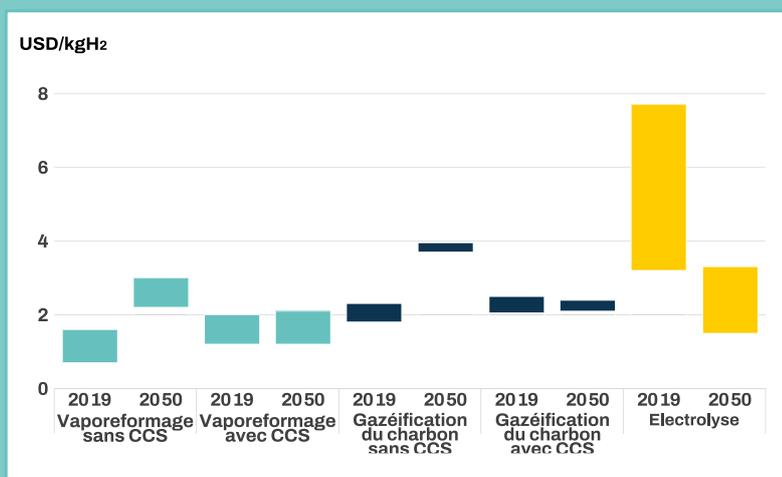


Figure 28 : Coût actualisé de l'hydrogène actuel et projeté selon différentes technologies de production. AIE, Energy Technology Perspectives, septembre 2020.



(2,4 MW) avec un rendement potentiel supérieur de 20 % par rapport à un électrolyseur basse température.

Par ailleurs, la mise en place d'électrolyseurs nécessite de l'espace au sol, comme toute installation industrielle. Cependant cette **empreinte au sol** varie selon les technologies et la puissance installée : de 50 m<sup>2</sup>/MW pour un électrolyseur PEM à 80 m<sup>2</sup>/MW pour un électrolyseur AEL. À horizon 2030 ces valeurs devraient être divisées par deux<sup>140</sup>. Enfin, des solutions permettant de **réduire les besoins en matériaux** et de **prolonger la durée de vie** des électrolyseurs (environ vingt ans actuellement) sont à l'étude.

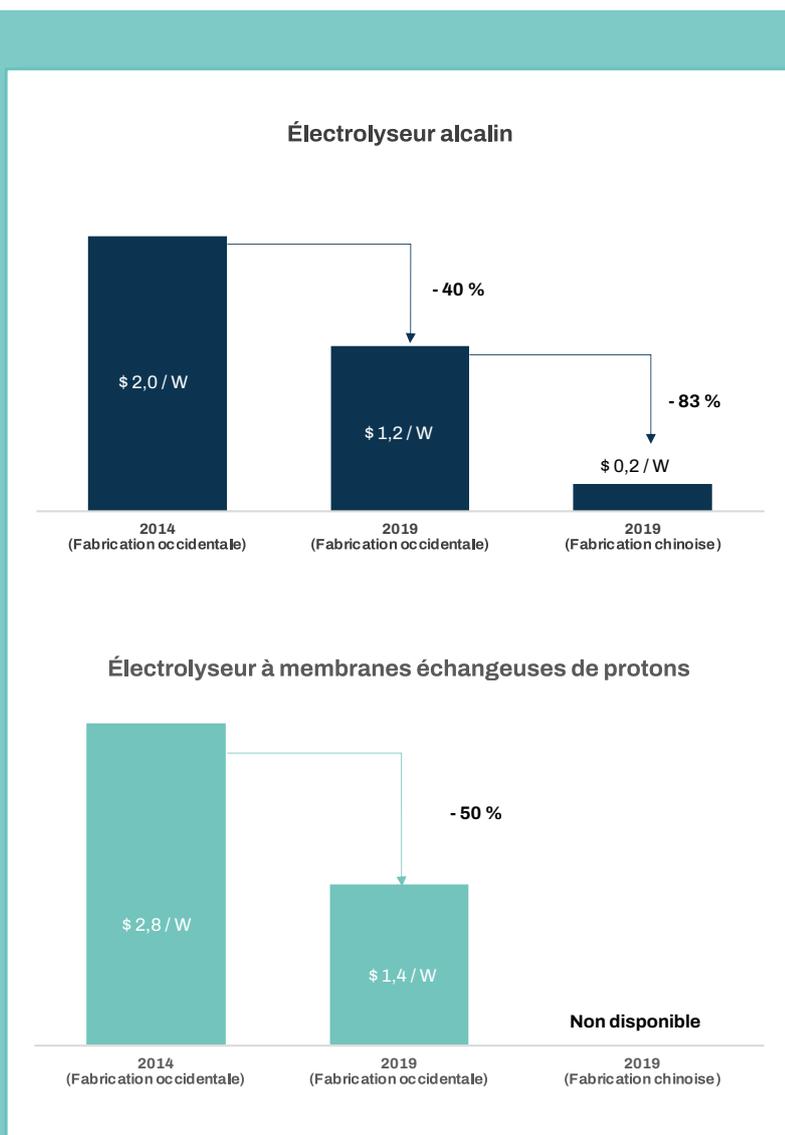


Figure 29 : Évolution du coût des électrolyseurs de grande taille entre 2014 et 2019, selon la technologie et la région du monde. BloombergNEF.

## f) L'adaptation du mix électrique à la production massive de l'hydrogène décarboné

### i. Quelle consommation d'électricité dédiée à la production d'hydrogène ?

En France, la SNBC envisage une consommation d'hydrogène produit par électrolyse d'environ 34 TWh<sub>H2-PCI</sub> par an en 2050. En tenant compte de l'effet du rendement des électrolyseurs, ceci correspond à une consommation d'électricité décarbonée d'environ 50 TWh<sub>élec</sub> par an en 2050. Pour sa part, RTE prévoit<sup>141</sup> dans sa trajectoire de référence, une consommation d'hydrogène produit par électrolyse de 35 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050 (voir figure 30 ci-contre). RTE envisage également une trajectoire d'hydrogène renforcée par rapport à sa trajectoire de référence (variante dite « Hydrogène + ») dans laquelle l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie augmente, la mobilité lourde à l'hydrogène se développe fortement et l'hydrogène est utilisé massivement pour la production de chaleur haute température. Cette variante conduit à un volume d'hydrogène produit par électrolyse de 120 TWh<sub>H2-PCI</sub> à l'horizon 2050. Il convient de préciser que ces deux trajectoires de consommation de RTE ne comprennent pas la demande d'hydrogène éventuellement nécessaire pour la production d'électricité, à travers la boucle *power-to-gas-to-power*. Cette demande supplémentaire s'élève jusqu'à 25 TWh<sub>H2-PCI</sub> dans les scénarios 100% renouvelable en 2060.

Rappel de quelques ordres de grandeurs :



33,33 kWh<sub>H2-PCI</sub><sup>1</sup> d'hydrogène = 1 kg d'hydrogène, donc

1 TWh<sub>H2-PCI</sub> d'hydrogène = 0,03 Mt d'hydrogène

55 kWh<sub>EF</sub> d'électricité = 1 kg d'hydrogène produit par électrolyse, donc

55 TWh<sub>EF</sub> d'électricité = 1 Mt d'hydrogène

1 1 TWh H2 PCI vaut environ 1,18 TWh H2 PCS.

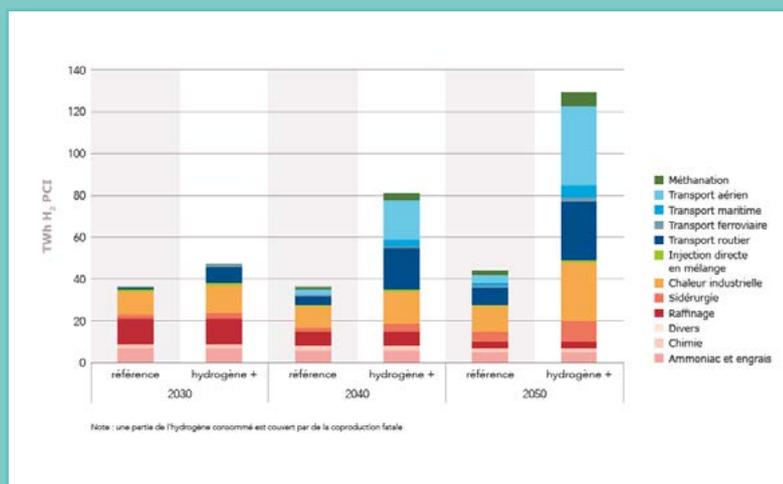


Figure 30 : Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + ». RTE, « Futurs énergétiques 2050 », octobre 2021.

141 RTE, « Futurs énergétiques 2050 », octobre 2021



À horizon 2050, le déploiement d'électrolyseurs à haute température plus performants que ceux actuels permettrait de diminuer la quantité d'électricité nécessaire pour produire 1 Mt d'hydrogène par électrolyse de 55 TWh<sub>EF</sub> à environ 40 TWh<sub>EF</sub><sup>142</sup>. Ainsi les différents scénarios évoqués conduiraient aux hypothèses de consommations d'électricité présentées dans le premier tableau.

Comme détaillé dans la partie suivante, plusieurs modes de fonctionnement sont possibles pour les électrolyseurs. Ainsi, à titre de comparaison seulement, ces différentes consommations d'électricité seraient égales aux quantités d'énergie exclusivement produites par les parcs installés calculés dans le deuxième tableau<sup>143</sup>.

Enfin, produire par électrolyse la totalité des 0,9 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> d'hydrogène que la France a consommé en 2019 nécessiterait 50 TWh<sub>EF</sub> d'électricité, soit un peu plus de 10 % de la consommation nationale de cette même année.

## ii. Le système électrique français peut accueillir l'hydrogène sans difficulté

**Selon RTE, le système électrique projeté par la PPE à horizon 2035 (voire même au-delà) est en mesure d'accueillir le développement de l'électrolyse sans difficulté<sup>144</sup>.** En effet, la PPE prévoit une production d'électricité décarbonée d'environ 615 TWh à horizon 2035, quantité qui apparaît largement suffisante pour couvrir le développement de l'électrolyse envisagé par les

142 IRENA, « Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal », décembre 2020.

143 Pour rappel, les facteurs de charge annuels moyens en 2020 en France s'élevaient à 14,7 % pour le solaire et 26,4 % pour l'éolien terrestre (RTE, Bilan électrique 2020). Le facteur de charge annuel pour l'éolien offshore en Europe s'élève à 38 % (RTE, Concertation sur les scénarios 2050 – Groupe de travail n°9 - « Coûts »). Enfin, celui du nucléaire était de 68,1 % en 2019 (World Nuclear Industry Status Report).

144 RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.

	2050 Trajectoire SNBC	2050 Trajectoire de référence de RTE	2050 Trajectoire « Hydrogène + » de RTE
Volume d'hydrogène produit par électrolyse	34 TWh <sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> Soit 1,02 Mt <sub>H<sub>2</sub></sub>	35 TWh <sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> Soit 1,05 Mt <sub>H<sub>2</sub></sub>	120 TWh <sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> Soit 3,60 Mt <sub>H<sub>2</sub></sub>
Consommation d'électricité associée	Entre 41 TWh <sub>EF</sub> et 56 TWh <sub>EF</sub>	50 TWh <sub>EF</sub>	171 TWh <sub>EF</sub>

Capacité de production d'électricité fonctionnant à pleine puissance	2050 Trajectoire SNBC	2050 Trajectoire de référence de RTE	2050 Trajectoire « Hydrogène + » de RTE
100 % du temps	Entre 5 et 6 GW	6 GW	20 GW
70 % du temps	Entre 7 et 9 GW	8 GW	28 GW
50 % du temps	Entre 9 et 13 GW	11 GW	39 GW
20 % du temps	Entre 23 et 32 GW	29 GW	98 GW



pouvoirs publics. La consommation d'électricité étant estimée à 30 TWh à l'horizon 2035 pour une production d'hydrogène annuelle de 630 000 tonnes, jusqu'à 50 TWh en 2050. Même en supposant une forte croissance de l'électrolyse au cours des prochaines années (permettant de produire 630 000 tonnes d'hydrogène par an, soit 70 % de la consommation actuelle d'hydrogène), moins de 5 % du productible électrique décarboné total (nucléaire et renouvelable) y serait consacré à cet horizon. Du point de vue des appels de puissance et de la sécurité d'approvisionnement, l'accueil de l'électrolyse ne suscite pas non plus d'inquiétude (voir figure 31 ci-contre).

RTE a également envisagé plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs. Trois modes opératoires détaillés dans la figure 32 ci-contre ont ainsi été explorés :

- 1) Un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire ;
- 2) Un approvisionnement sur le marché de l'électricité en base, hors situation de tension ;
- 3) Un couplage avec de la production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre de modèles « locaux ».

**Comme l'indique RTE, « ces modèles conduisent à des facteurs de charge des électrolyseurs et à des enjeux techniques et économiques très différents d'un mode à l'autre. A titre d'exemple, [...] même à l'horizon 2030-2035, les périodes d'excédents de production d'électricité décarbonées, caractérisées par des prix de l'électricité faibles voire nuls, seraient très inégalement réparties dans l'année et susceptibles d'être très fortement variables. Un modèle où l'hydrogène serait produit uniquement durant ces périodes conduirait à une production irrégulière résultant dans de faibles volumes, ce qui soulève des enjeux importants pour l'organisation de l'aval de la chaîne (intégration**

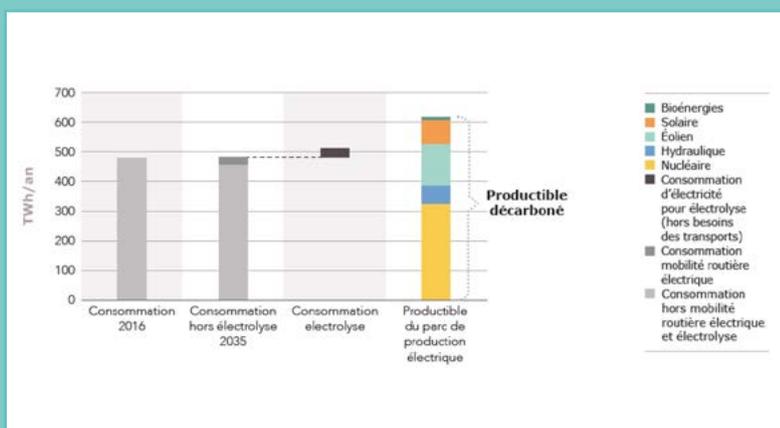


Figure 31 : Comparaison du productible du parc de production électrique et de la consommation d'électricité à horizon 2035. RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.

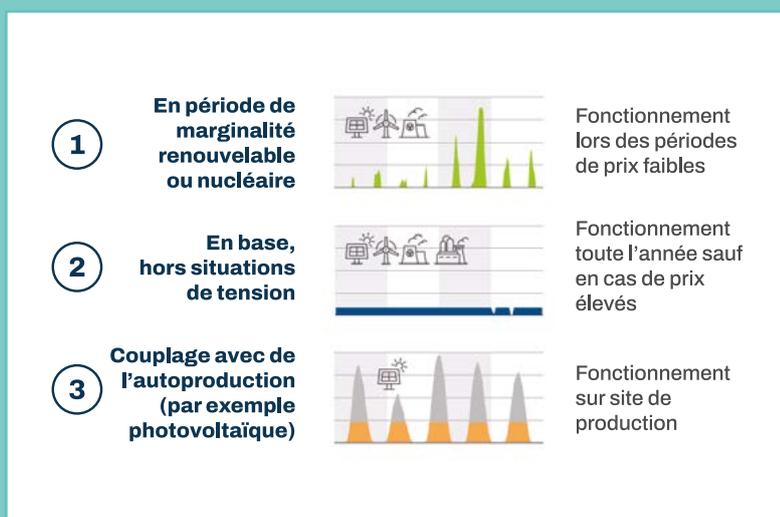


Figure 32 : Modes de fonctionnement envisagés pour l'électrolyse. RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.



industrielle et/ou nécessité de développer des capacités de stockage d'hydrogène dédiées pour assurer une continuité dans la fourniture d'hydrogène).

**Ces situations-type ont une visée illustrative et il est probable en pratique que différents modèles verront le jour, comme l'atteste la grande diversité des projets en cours de réalisation. Pour obtenir des effets d'échelle et atteindre les objectifs énergétiques de la France, des facteurs de charge significatifs semblent néanmoins nécessaires pour au moins une partie des installations d'électrolyse (entre 3 000 et 6 000 heures par an). »**

Enfin, **la flexibilité en puissance des électrolyseurs leur permettra de s'effacer en période de tension du système électrique.** Cependant la valeur associée à ces services reste de second ordre dans l'économie de l'hydrogène à moyen terme car la concurrence avec d'autres moyens de fourniture de flexibilité est vive (gestion active de la demande ou batteries par exemples). Par ailleurs le CEA travaille actuellement sur des électrolyseurs SOEC à haute température pouvant fonctionner en mode électrolyseur ou pile à combustible (PAC). Cette technologie permettrait d'optimiser la production d'hydrogène en fonction des prix de marché de l'électricité : lorsque les prix sont élevés, l'électrolyseur serait à l'arrêt ou fonctionnerait en mode réversible (pile à combustible) pour soutenir le réseau.





# 4. La nécessité d'une réglementation ambitieuse et cohérente pour massifier l'hydrogène produit à partir d'électrolyse

## a) L'hydrogène a-t-il vraiment une couleur ?

Comme détaillé dans les parties précédentes, l'hydrogène peut être produit de multiples manières, à partir d'énergies fossiles (avec ou sans CCS) ou bien à partir d'énergies bas carbone (renouvelable ou non). Afin de faciliter l'appropriation de ces différents moyens de production par le grand public, il est souvent fait référence dans les articles de vulgarisation, mais également dans la réglementation, à différentes « couleurs » de l'hydrogène caractérisant non pas la molécule en tant que telle mais bien son moyen de production. Ainsi une molécule d'hydrogène pourrait être :

- Verte si elle est produite à partir d'électricité de source renouvelable ;
- Jaune si elle est produite à partir d'électricité issue du réseau électrique ;
- Bleue si elle est produite par vaporeformage de méthane couplé avec du CCS ;
- Grise si elle est produite par vaporeformage de méthane ;
- Brune si elle est produite par gazéification de lignite ;
- Noire si elle est produite par gazéification de charbon noir.

A ces six catégories on peut également ajouter différentes variantes comme l'hydrogène rose, s'il est exclusivement produit à partir d'électricité de source nucléaire, l'hydrogène turquoise, produit à partir de méthane mais par pyrolyse et avec du carbone sous forme solide en tant que coproduit de la réaction, ou bien encore l'hydrogène blanc lorsqu'il est fait référence à l'hydrogène que l'on trouve à l'état naturel dans des couches géologiques.

Bien que l'ordonnancement ci-dessus pré-suppose d'une graduation dans les émissions de gaz à effet de serre, il faut souligner que l'utilisation de couleurs ou de catégories peut être contreproductive dans une approche liée à la

décarbonation. Par exemple, l'hydrogène produit à partir d'électricité issue d'un mix de production carboné serait placé sur un pied d'égalité avec de l'hydrogène dont l'électrolyseur est connecté à un mix de production majoritairement décarboné, comme c'est notamment le cas en France. **Dès lors, afin de pouvoir orienter les pouvoirs publics vers les technologies de production d'hydrogène les plus adaptées à la situation de chaque pays, seule la teneur en émissions de gaz à effet de serre en analyse de cycle de vie pour produire un kilogramme d'hydrogène fait sens d'un point de vue climatique.** Au-delà du critère climatique, d'autres critères d'appréciation existent, notamment le caractère renouvelable des vecteurs utilisés pour produire cet hydrogène.

Ainsi, au niveau mondial, étant donnée la forte croissance des besoins mondiaux en hydrogène bas-carbone (produit à partir de sources renouvelables, de nucléaire, ou autre) attendue dans les prochaines années, l'hydrogène obtenu par vaporeformage de méthane couplé à du CCS et l'électrolyse ne devraient pas avoir à entrer en compétition à court terme mais devraient plutôt se compléter. A cette échelle, il ne s'agit donc pas de produire de l'hydrogène d'une manière unique, mais plutôt de mettre en place le mix décarboné le plus optimal, qui apportera le plus grand niveau de service avec un coût d'abattement des émissions de CO<sub>2</sub> le plus faible tout en respectant les contraintes locales.



Pour sa part, la France faisant des pays ayant d'ores et déjà un mix électrique décarboné, l'électrolyse de l'eau comme moyen de production de masse d'hydrogène bas-carbone constitue la voie qu'il convient de privilégier. D'ici à 2050, environ 85 % de l'hydrogène produit en France pourrait être produit par électrolyse, contre 15 % d'hydrogène produit par vaporeformage de méthane couplé à un système de CCS (voir figure 33 ci-contre).

**2020**  
0% décarboné

Production d'H2 en France - 2020

0%



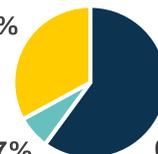
- Carboné
- Méthane sans émissions de CO2
- Électrolyseur

100%

**2030**  
~40% décarboné

Production d'H2 en France - 2030

33%



- Carboné
- Méthane sans émissions de CO2
- Électrolyseur

7%

60%

**2050**  
100% décarboné

Production d'H2 en France - 2050

0%

15%



- Carboné
- Méthane sans émissions de CO2
- Électrolyseur

85%

Figure 33 : Part de la production d'hydrogène par type de technologies (Source ENGIE)

## b) Quelle définition pour l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre ?

### i. Le choix stratégique du facteur d'émission

L'ordonnance hydrogène du 17 février 2021 en France définit l'hydrogène renouvelable comme « l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables [...], soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil ». **L'hydrogène bas-carbone est quant à lui « l'hydrogène dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères »**<sup>145</sup>. Enfin, « l'hydrogène carboné est l'hydrogène qui n'est ni renouvelable, ni bas carbone ».

Le seuil d'émission de GES servant à définir l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone doit encore être fixé dans un arrêté technique dont la publication est prévue au premier semestre 2021. Or la valeur de ce seuil n'est pas triviale, en témoignent les différentes valeurs du facteur d'émission de l'hydrogène produit par électrolyse calculées par l'Ademe suivant différentes configurations et présentées dans le tableau ci-contre.

Afin d'être exhaustif, il conviendrait de rajouter à ce tableau également l'impact carbone d'un kilogramme d'hydrogène produit avec de

<sup>145</sup> A noter que l'hydrogène coproduit lors d'un procédé industriel n'est pas considéré comme de l'hydrogène bas-carbone.

Procédé	Facteur d'émission de l'hydrogène (kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )
H2 produit sur site - électrolyse Mix 100 % EnR	1,59
H2 produit sur site - électrolyse Mix France 2023 (a)	2,77
H2 produit sur site - électrolyse Source éolien	0,7
H2 produit sur site - électrolyse Source hydraulique	0,45
H2 produit sur site - électrolyse Source photovoltaïque	2,58
H2 produit sur site - électrolyse Mix UE 2023 (b)	19,8

Facteurs d'émission de l'hydrogène suivant différentes configurations d'électrolyse. Emissions amonts et infrastructures, hors transport entre le lieu de production et son lieu de distribution. Ademe, Base Carbone consultée en 2021 et rapport «Analyse du cycle de vie relative à la mobilité hydrogène» publié en 2020.

(a) Données prévisionnelles 2023 (PPE). Le mix 2023 représente le mix électrique moyen utilisé sur une période de 10 ans (2018-2028) pendant laquelle la production d'hydrogène est opérée et alimente des véhicules.

(b) Commission Européenne, « EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050 – Reference Scenario 2016 », juillet 2016



l'électricité exclusivement nucléaire<sup>146</sup>. Les émissions du nucléaire en France étant similaires à celles de l'hydraulique<sup>147</sup> il paraît raisonnable de considérer que le facteur d'émission de l'hydrogène associé serait du même ordre de grandeur que celui produit par l'hydraulique.

Par ailleurs, au-delà d'analyser le futur mix électrique français de 2023 qui émet l'hypothèse que les objectifs de la PPE soit respectés à cette échéance, il paraît prioritaire de déterminer le facteur d'émission du mix électrique actuel. Ainsi, en multipliant la quantité d'électricité nécessaire pour produire un kilogramme d'hydrogène (environ 55 kWh<sub>EF</sub>/kgH<sub>2</sub>) par le facteur d'émission du mix électrique moyen de la consommation en 2020 (59,9 gCO<sub>2eq</sub>/kWh selon la Base Carbone de l'Ademe) on obtient la valeur suivante, logiquement supérieure à la valeur du mix 2023 du fait de la présence de centrales à charbon encore en activité :



**H2 produit sur site  
- électrolyse Mix  
France 2020**

**3,3 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>**

146 La technologie d'électrolyseur haute température couplée à un réacteur nucléaire sur un même site (selon un prélèvement de vapeur au niveau de la turbine) pourrait être considérée comme une technologie à potentiel, à condition qu'elle profite d'économies d'échelle et de séries suffisantes, tant pour les réacteurs à forte puissance que pour les petits réacteurs modulaires. En Angleterre le projet « Freeport » consiste ainsi en un centre de production d'hydrogène bas-carbone d'une capacité de 1 GW (soit 20 % des objectifs nationaux du Royaume-Uni) qui serait alimenté par l'électricité nucléaire des deux nouveaux réacteurs EPR en projet à Sizewell C ainsi que par un parc d'éoliennes offshore. A plus long terme, les réacteurs nucléaires de quatrième génération à très haute température pourraient permettre de nouveaux types de couplage.

147 6 gCO<sub>2</sub>/kWh en analyse de cycle de vie selon la Base Carbone de l'ADEME pour l'hydraulique et le nucléaire français.

Plus largement, la production d'hydrogène à partir d'électrolyse serait équivalente en termes d'émissions de GES à celle du vaporeformage de méthane dans un pays avec un mix électrique ayant un facteur d'émission moyen de 182 gCO<sub>2eq</sub>/kWh. Cependant, il convient d'analyser cette donnée dans le cadre d'une trajectoire de moyen et long terme de décarbonation des énergies et de disponibilité des ressources.

Bien que physiquement il soit impossible de tracer un électron circulant dans le réseau et donc d'en déterminer son utilisation, il pourra être également envisagé par les pouvoirs publics de calculer le facteur d'émission de l'hydrogène produit par électrolyse en adoptant une approche par usage, comme cela est déjà mis en application pour l'éclairage ou le chauffage électrique par exemple.

De ces différents calculs il ressort que la valeur du seuil d'émission de GES qui servira à définir l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone est donc hautement stratégique pour l'Etat français. Différentes valeurs peuvent être choisies suivant l'échelle de temps considérée et les moyens de production privilégiés, il est donc nécessaire que la réglementation soit claire sur ces premiers points. Surtout, comme l'indique l'Ademe, « *les électrons étant totalement indifférenciés sur le réseau, la question consistant à rechercher la centrale de production qui alimente tel utilisateur ou tel usage n'a pas de sens d'un point de vue physique. Le calcul d'un contenu en CO<sub>2</sub> plus précis qu'une unique valeur moyenne relève donc nécessairement de simplifications méthodologiques et de conventions.* »

**Ainsi, fixer une valeur de 3,3 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> permettrait donc de libérer dès 2021 le plein potentiel de production d'hydrogène bas carbone à partir du réseau électrique français.**



## ii. Des garanties comme moyen de traçabilité

Afin de pouvoir produire de l'hydrogène en grande quantité, l'ordonnance hydrogène du 17 février 2021 prévoit également un système de traçabilité de l'hydrogène bas carbone et renouvelable avec reconnaissance des systèmes des autres Etats Membres de l'Union européenne. La garantie émise lors de la production d'un mégawatheure de la molécule pourra être de deux sortes différentes. Tout d'abord **une garantie de traçabilité pourra attester d'une certaine traçabilité physique « si l'hydrogène produit n'est pas mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz entre l'étape de sa production et celle de sa consommation et que la garantie émise est cédée en même temps que l'hydrogène produit »**. A l'inverse si un mélange gazeux est susceptible de se produire ou si la garantie émise lors de la production de l'hydrogène peut être cédée indépendamment de l'hydrogène produit alors la production est attestée par **une garantie d'origine (GO)**. A l'heure actuelle plus de 70 000 GO avec de l'hydrogène bas-carbone ou renouvelable issu de 4 usines de production en Europe ont déjà été émises, garantissant l'équivalent de plus de 1 200 tonnes d'hydrogène. Pour l'heure, le facteur d'émission de cet hydrogène est défini comme étant égal à 40 % du facteur d'émission de l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane<sup>148</sup>.

Malgré leur appellation, les garanties de traçabilité permettront bien de s'astreindre de la réalité physique en élargissant le périmètre des moyens de production capables de fournir de l'hydrogène renouvelable aux installations d'ores et déjà connectées au réseau d'électricité dans lequel circule un « mélange d'électrons » produit par l'ensemble des moyens de production (fossiles et nucléaires par exemple). En effet rappelons que **le seul moyen physique d'assurer que de l'hydrogène provienne bien**

**d'un actif renouvelable est de dédier celui-ci à la production locale d'hydrogène, sans le connecter au réseau** (ou bien s'il est connecté au réseau de prouver via un compteur intelligent que le flux d'électricité provenant de celui-ci ne sert pas à faire fonctionner l'électrolyseur). Aussi, **afin de pouvoir malgré tout qualifier d'« entièrement renouvelable » l'hydrogène produit grâce à un électrolyseur raccordé au réseau, la Commission européenne envisage d'établir une méthodologie obligeant le producteur à fournir, chaque quart d'heure, la quantité d'électricité utilisée pour la production, la part de renouvelable dans le mix du réseau, et la quantité d'hydrogène renouvelable et non renouvelable produite<sup>149</sup>**. Pour cela, tout producteur d'hydrogène renouvelable devra :

- Avoir conclu un Power Purchase Agreement (PPA)<sup>150</sup> avec un producteur d'électricité renouvelable portant sur un montant équivalent à ses besoins de consommation ;
- S'assurer que l'installation de production d'électricité renouvelable couverte par le PPA est entrée en activité dans les 12 mois suivant celle de l'électrolyseur, ou bien après cette date ;
- S'assurer que l'installation de production d'électricité renouvelable couverte par le PPA n'a pas reçu et ne reçoit aucune aide à l'investissement ou au fonctionnement ;
- S'assurer que l'électricité utilisée par l'électrolyseur est consommée dans le même quart d'heure que la production renouvelable de l'installation couverte par le PPA, ou bien démontrer via les données disponibles de l'opérateur du réseau de transport que la part d'électricité renouvelable dans le même quart d'heure dans la zone de marché de

<sup>149</sup> Ces règles, publiées dans une version provisoire de l'acte délégué prévu par la directive RED II sur les ENR, ne concernent que l'hydrogène alimentant le secteur des transports. Une révision de RED II pourrait les étendre à l'industrie ou au chauffage et au refroidissement.

<sup>150</sup> Voir OIE, « Corporate PPA : fonctionnement et modalités contractuelles », novembre 2019.



l'électrolyseur est plus élevée que la part moyenne d'électricité renouvelable dans le pays où est situé l'électrolyseur, telle que mesurée deux ans auparavant ;

- S'assurer que l'installation de production d'électricité renouvelable est située dans la même zone de marché que l'électrolyseur, ou dans une zone voisine avec laquelle les prix sont similaires et avec laquelle il n'y a pas de congestion systématique.





## c) Comment soutenir l'hydrogène décarboné produit par électrolyse ?

### i. La place de l'hydrogène décarboné dans la taxonomie européenne

Le règlement sur la taxonomie de l'Union européenne (règlement n°2020/852 du 18 juin 2020) établit un cadre visant à favoriser les investissements dans une liste d'activités économiques considérées comme durables sur le plan environnemental. **L'objectif est d'orienter les investissements vers des produits financiers dits « durables » pour permettre au vieux continent d'atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050.** Concrètement, la taxonomie européenne définit des seuils de performance qui mesurent la contribution d'un certain nombre d'activités économiques à l'atteinte de 6 objectifs environnementaux. Les critères qui permettent de qualifier la contribution de ces activités à chacun de ces objectifs sont établis dans des actes délégués<sup>151</sup>, en cours d'élaboration. Le but est de créer un langage commun que les investisseurs pourront utiliser pour orienter leurs investissements dans des projets et activités économiques qui ont un impact positif important sur le climat et l'environnement, et ainsi renforcer les investissements publics et privés pour financer la transition vers une économie neutre pour le climat.

Une activité est considérée comme durable au sens de la taxonomie si elle respecte simultanément les trois conditions suivantes :

- Contribuer de manière substantielle à au moins un des six objectifs environnementaux
- Ne pas nuire significativement à l'un des autres objectifs environnementaux

<sup>151</sup> La Commission européenne a publié son premier acte délégué (portant sur les deux premiers objectifs environnementaux) en avril 2021, la procédure d'adoption formelle devrait s'achever à l'été 2021. Il entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2022. D'ici la fin de l'année 2021, la Commission publiera un acte délégué complémentaire sur les deux premiers objectifs environnementaux, ainsi qu'un acte délégué portant sur les 4 autres objectifs environnementaux. Ce dernier entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

- Respecter des garanties sociales minimales, notamment les conventions de l'Organisation Internationale du Travail

**L'acte délégué relatif aux objectifs d'atténuation et d'adaptation au changement climatique, publié en avril 2021 et dont l'entrée en vigueur est prévue pour le 1<sup>er</sup> janvier 2022, prévoit en particulier de ne considérer comme contribuant à l'atténuation du changement climatique que l'hydrogène ayant un facteur d'émission au maximum égal à 3 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>.** Comme démontré précédemment, cette nouvelle valeur permettra ainsi de qualifier de durable la production d'hydrogène à partir du futur mix électrique français de 2023 (son facteur d'émission étant de 2,77 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>) si les objectifs de la PPE à cette date sont atteints (en particulier si toutes les centrales à charbon sont définitivement fermées). **Cependant ce plafond ne permet pas au mix électrique français actuel d'être qualifié d'investissement « durable ».** Il est donc important que le seuil du facteur d'émission de l'hydrogène produit à partir d'électrolyse permette d'inclure l'ensemble des technologies de production d'électricité décarbonées existantes.

### ii. La planification du développement de l'électrolyse

L'ordonnance du 17 février 2021 détermine un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par électrolyse de l'eau. Il pourra prendre la forme d'aide financière à l'investissement et/ou d'une aide au fonctionnement. La sélection des installations bénéficiant de ce soutien serait déterminée via une procédure d'appels d'offres. L'aide au fonctionnement pourrait prendre la forme d'un dispositif de complément de rémunération qui compenserait le différentiel de coût entre l'hydrogène bas-carbone et l'hydrogène issu de procédé fortement émetteur, sur une durée ne pouvant pas dépasser vingt années.



Afin de pouvoir atteindre l'objectif de 6,5 GW de capacité d'électrolyse installée en 2030, il est nécessaire d'offrir de la visibilité à la filière française des électrolyseurs. En ce sens, **planifier les appels d'offres pour toute la décennie permettrait de s'assurer du respect de l'objectif, de structurer la filière hydrogène française et de créer des emplois pérennes**<sup>152</sup>. Pour l'heure, le calendrier des cibles de mise en œuvre précisées dans le plan de relance est tel que présenté dans le tableau ci-contre.

### iii. La fiscalité de l'hydrogène

Pour les acteurs du monde l'hydrogène, l'intérêt économique à développer l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, dépend du soutien public, du coût des équipements et du transport, mais aussi des régimes de taxation.

Tout d'abord, il faut s'assurer que, quel que soit le moyen de production, l'hydrogène issu de procédés fortement carbonés ne bénéficie pas d'exonération de la fiscalité énergétique. Or, aujourd'hui, la TICGN (Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel), d'un montant de 8,45 €/MWh, ne s'applique pas à ce jour à la production de l'hydrogène par vaporeformage, car le gaz consommé est utilisé comme matière première et non comme combustible énergétique. **Selon RTE, appliquer la TICGN à son niveau actuel au vaporeformage porterait le prix de l'hydrogène produit de manière conventionnelle sans CCS à un peu plus de 2 €/kg**<sup>153</sup>. De plus, les procédés d'électrolyse font partie des usages exemptés de CSPE (Contribution au service public de l'électricité, d'un montant de 22,5 €/MWh) et peuvent également bénéficier d'un abattement tarifaire

2022	2023	2026
Finalisation du mécanisme de soutien par appel d'offre	Volume d'hydrogène soutenu : 12 000 tonnes d'hydrogène en cumulé	Volume d'hydrogène soutenu : 100 000 tonnes d'hydrogène en cumulé  Capacité de production annuelle d'électrolyseurs installée : 140 MW par an en cumulé

<sup>152</sup> L'ordonnance du 17 février 2021 relative à l'hydrogène indique à ce propos que « les garanties d'origines associées à la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone effectuée par les installations bénéficiant d'un contrat d'aide [...] sont d'office émises au bénéfice de l'Etat ».

<sup>153</sup> RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.



du TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) sous réserve de faire partie d'une entreprise électro-intensive. Ces mesures ne sont pas suffisantes en soit pour rendre l'électrolyse compétitive avec le vaporeformage mais, associée à d'autres mesures, elles pourraient réduire l'écart entre ces deux technologies.

Par exemple, s'agissant de la tarification du carbone, selon RTE<sup>154</sup>, pour une hypothèse de valorisation faible du CO<sub>2</sub> (30 €/tCO<sub>2</sub>), le coût complet de l'électrolyse apparaît très largement supérieur à celui du vaporeformage sans CCS. En revanche, en retenant une forte valeur pour l'externalité environnementale, par exemple en considérant une valeur de l'EU ETS (European Union Emission Trading Scheme) alignée sur la valeur tutélaire du carbone à horizon 2035 (375 €/tCO<sub>2</sub>), l'électrolyse apparaît généralement moins coûteuse. Cependant, l'augmentation du prix du carbone sur le marché européen ETS ne permet pas de favoriser l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse (par rapport à l'hydrogène issu d'énergies fossiles) si le choix est fait de s'approvisionner en base sur le marché : en effet, le prix de l'électricité européen, souvent déterminé par des centrales thermiques, ne traduit pas le coût modéré et le caractère décarboné du parc français et reste très dépendant du prix CO<sub>2</sub> sur le marché EU ETS. De manière paradoxale, une augmentation du prix des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> sur le marché européen pourrait même avoir un effet opposé, et entraîner une hausse plus importante sur le prix de revient de l'hydrogène bas-carbone produit à partir d'électricité issue du réseau que sur l'hydrogène d'origine fossile (voir figure 34 ci-contre).

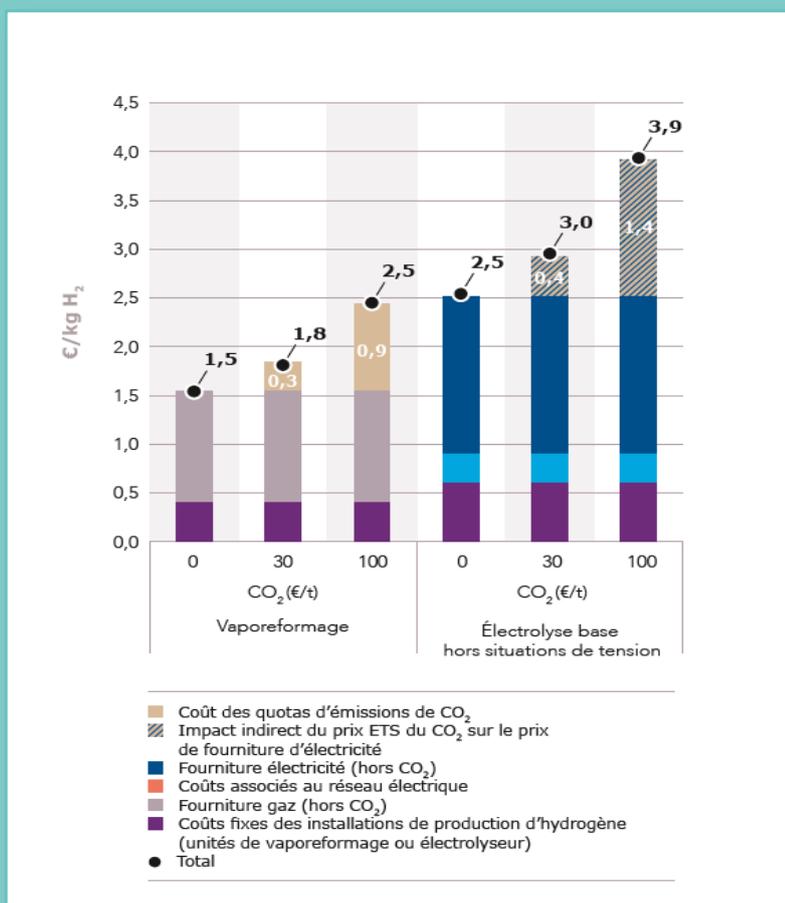


Figure 34 : Sensibilité des prix de revient de l'hydrogène au prix du CO<sub>2</sub> pour le vaporeformage et pour l'électrolyse (mode base hors point). RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.

154 RTE, « La transition vers un hydrogène bas-carbone », janvier 2020.

# 5. Recommandations

L'UFE considère que l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, est un vecteur énergétique nécessaire notamment à la décarbonation d'usages pour lesquels il n'existe pas d'alternative viable à l'électrification directe sur le plan technico-économique.

1

Privilégier le développement de capacités de production d'hydrogène bas-carbone par électrolyse utilisant de l'électricité décarbonée.

2

Privilégier la constitution et le soutien au renforcement d'une filière industrielle de production d'électrolyseurs et de piles à combustible au niveau français et européen.

*L'accès à un hydrogène bas-carbone à bas coût, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, est une préoccupation partagée par tous les États membres de l'Union européenne, il est donc important de constituer des champions industriels européens de l'hydrogène bas-carbone, sur tous les maillons de la chaîne de valeur.*

3

S'agissant de la production d'hydrogène par électrolyse, prôner la neutralité technologique sur l'électricité décarbonée qui alimentera les électrolyseurs.

*Au-delà de la fixation d'un seuil pour la définition de l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, il est important qu'il n'y ait pas de choix arbitraire dérogatoire quant aux valeurs des facteurs d'émission des différentes sources d'électricité afin de ne pas distordre les comparaisons entre solutions et ainsi contribuer réellement à la décarbonation de l'économie.*

4

Privilégier dans un premier temps le développement de l'hydrogène là où il peut atteindre rapidement une taille critique comme dans des « clusters » de consommateurs industriels susceptibles de s'interconnecter ultérieurement.

5

Aider au déploiement de l'hydrogène pour la mobilité lourde et longue distance (ferroviaire, maritime et routière) grâce au déploiement de points d'approvisionnement et à un plan de déploiement de la mobilité hydrogène en s'appuyant sur le maillage par des vallées hydrogène à maille régionale.

*Compte-tenu des spécificités des véhicules à hydrogène (autonomie et faible temps de recharge), l'implantation des points de recharge hydrogène se pose en des termes différents que pour ceux permettant la recharge des véhicules électriques à batteries : il ne s'agit pas de couvrir le territoire à court terme mais de réaliser un maillage intelligent du territoire autour de clusters de flottes captives. Il est nécessaire de renforcer et d'accélérer les efforts sur de grosses flottes captives à usage intensif et fortement consommatrices d'hydrogène, afin de minimiser les besoins d'infrastructures et justifier les investissements dans des stations de ravitaillement.*

6

Considérer que le Power-to-H2-to-Power ne semble pas a priori adapté pour du stockage à court terme ou pour participer aux services systèmes en raison de son faible rendement et du coût qui en découle.

# 7

Considérer que le *Power-to-H2-to-Power* pourrait offrir des possibilités de stockage d'électricité sur des périodes plus longues (semaines ou mois), pour des besoins éventuels après 2035 (cf rapport de RTE sur l'hydrogène et travaux effectués dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 »).

# 8

Définir au plus vite, dans le cadre de l'application de l'ordonnance du 17 février 2021, un seuil pour l'hydrogène bas-carbone, produit à partir de renouvelables, de nucléaire ou autre, qui soit compatible avec les seuils définis au niveau de la taxonomie, c'est-à-dire de 3,3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> selon les calculs effectués à partir des données de la Base Carbone de l'Ademe.

# 9

Mettre en place un calendrier d'appels d'offres publics pour le déploiement d'électrolyseurs afin de pouvoir atteindre de façon certaine les 6,5 GW de capacité en 2030, et lancer des projets de grande taille (flagships) ou dans la durée de façon à permettre à l'industrie de lancer des investissements significatifs dépassant la démonstration.

*Le caractère décarboné de l'électricité distribuée sur le réseau électrique français ne justifie pas la mise en place d'un plafond d'usage des électrolyseurs.*

# 10

S'agissant de la fabrication des piles à combustible et des électrolyseurs, anticiper dès aujourd'hui les enjeux en termes de ressources en structurant une filière du recyclage (via des avantages fiscaux sur les matières premières recyclées) et en investissant dans la recherche et le développement d'équipements moins gourmands en matériaux et avec une durée de vie longue.

# 11

Augmenter l'attractivité et la visibilité de la filière afin d'attirer des profils qualifiés et nécessaires, et développer les offres de formation spécifiques aux métiers de l'hydrogène, aujourd'hui très réduites.

*Former et posséder les compétences nécessaires à l'exercice des métiers de l'hydrogène garantira le bon développement d'une filière française, créatrice de valeur et d'emplois dans les territoires. Le référentiel réalisé par France Hydrogène recense 84 métiers de la filière hydrogène, dont 17 sont déjà en tension du fait d'un manque de disponibilité des compétences et des profils associés à court terme, ces métiers faisant l'objet d'une concurrence entre plusieurs filières industrielles.*

Union Française de l'Électricité  
3, rue du 4 septembre - 75002 PARIS

[www.ufe-electricite.fr](http://www.ufe-electricite.fr)



**UFe**  
Union  
Française  
de l'Électricité