

## LE RÔLE MOTEUR DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE DANS LA RÉINDUSTRIALISATION



## POUR INTENSIFIER LE RÔLE DE L'HYDROGÈNE DANS LA DÉCARBONATION



### LES OBJECTIFS POUR LA FILIÈRE FRANÇAISE DE L'HYDROGÈNE

Feuille de route gouvernementale fixant la trajectoire d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) s'appuie sur l'hydrogène pour décarboner l'industrie et les transports<sup>1</sup>. Pour répondre à cette ambition, une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné (renouvelable ou bas-carbone), a été publiée en 2020 suivie par le plan de relance<sup>2</sup> puis le plan d'investissement France 2030<sup>3</sup> fin 2021 renforçant la position du vecteur hydrogène comme maillon essentiel de la relance écologique et industrielle française. **D'ici 2030, le Gouvernement a principalement fixé pour objectifs d'installer jusqu'à 6,5 GW d'électrolyseurs et de soutenir le développement de l'ensemble de la chaîne de valeur, s'appuyant pour cela sur une enveloppe de près de 9 milliards d'euros d'argent public.**

Tenant compte des évolutions significatives constatées depuis 2020, tant au niveau de la maturité de la filière industrielle que s'agissant des politiques

d'investissements à l'international<sup>4</sup>, la version révisée de la SNH<sup>5</sup> propose, en plus du jalon 2030, **un nouvel objectif pour 2035 d'une capacité installée d'électrolyseurs allant jusqu'à 10 GW permettant d'atteindre une production nationale de 1 Mt d'hydrogène décarboné<sup>6</sup>. Profitant pleinement du mix électrique bas-carbone national, la filière hydrogène française dispose en effet d'un atout majeur sur la scène européenne et internationale.**

En ce sens, l'écosystème français de l'hydrogène doit également prendre en compte la stratégie européenne de l'hydrogène<sup>7</sup>. Publiée en juillet 2020, celle-ci ambitionnait pour 2030 au moins 40 GW d'électrolyseurs installés pour produire 10 Mt d'hydrogène renouvelable.

1 SNBC, « Stratégie Nationale Bas-Carbone », Mars 2020.

2 MTE, « Présentation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France », le 09/09/2020.

3 Gouvernement, « France 2030 », Novembre 2021.

4 On peut citer par exemple l'« Inflation Reduction Act » pour les USA, le XIV<sup>e</sup> Plan Quinquennal pour la Chine, ainsi que le paquet européen climat « Fit for 55 » pour l'Union Européenne.

5 Gouvernement, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, Décembre 2023. Version soumise à consultation publique, la version définitive n'avait pas encore été publiée au moment de la publication du présent document.

6 À considérer au regard des 430 kt d'hydrogène consommées en 2021 et issues d'une production dédiée.

7 Commission Européenne, « Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions, Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre », le 08/07/2020.



Cette stratégie a été revue en 2022 via le plan REPowerEU<sup>8</sup> visant à réduire la dépendance de l'Union Européenne (UE) aux combustibles fossiles russes en accélérant la transition vers des technologies décarbonées. L'achat d'hydrogène a ainsi été rendu possible dans le cadre d'une plateforme dédiée, la Banque Européenne de l'Hydrogène, et les ambitions de déploiement de l'hydrogène ont été renforcées avec un objectif supplémentaire de **10 Mt d'importations d'hydrogène renouvelable d'ici à 2030**.

Bien que la Commission Européenne ait ainsi réuni les conditions nécessaires à l'émergence du marché de l'hydrogène ainsi qu'à sa chaîne de valeur dans l'UE, ces objectifs peuvent être considérés comme trop ambitieux et, surtout, ont été déterminés sans coordination avec les politiques nationales des États membres. Ainsi, parmi les 27 États membres, 18 ont élaboré une stratégie de l'hydrogène mais avec des orientations potentiellement divergentes (par exemple, 6 États membres considèrent uniquement l'hydrogène

renouvelable alors que d'autres considèrent à la fois l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone, ou bien encore uniquement l'hydrogène bas-carbone) et des objectifs différenciés (souvent exprimés en termes de capacité installée d'électrolyseur, plus rarement en termes de volume de production). Enfin, aucune des 18 stratégies ne présente d'estimations des besoins en investissement pour stimuler la demande en hydrogène<sup>9</sup>.

**Dans ce contexte, la France ne dispose à fin 2023 que de 30 MW de capacité d'électrolyseurs installée. Afin de pouvoir rapidement massifier sa production, la filière hydrogène française peut s'appuyer sur un tissu d'acteurs industriels présents sur toute la chaîne de valeur, dont la montée en puissance dépend fortement des politiques de soutien mises en place aux niveaux français et européen et de sa capacité à faire face aux différents risques inhérents à ce vecteur énergétique.**



8 Commission Européenne, « Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions, Plan REPowerEU », le 18/05/2022.

9 Cour des Comptes Européenne, « La politique industrielle de l'UE en matière d'hydrogène renouvelable », Juillet 2024.



# LA FRANCE PRÉSENTE SUR TOUTE LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE

La mise en œuvre de la SNH repose sur un solide écosystème national qui couvre l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène, des centres de recherches d'excellences<sup>10</sup> aux entreprises historiques d'envergures<sup>11</sup> en passant par un tissu dynamique de start-up.

## Recherche et Développement

Les axes prioritaires en matière de recherche et développement pour la filière hydrogène évoqués dans la SNBC couvraient tout le spectre de la recherche fondamentale jusqu'à l'industrialisation des équipements, afin d'améliorer par exemple les rendements des électrolyseurs (cas de l'électrolyse à membrane échangeuse d'anions) et des piles à combustible ou bien de diminuer les besoins en matières premières rares. **La SNH a quant à elle élargi ce périmètre à de nouvelles thématiques comme la criticité et la recyclabilité des matériaux, l'écoconception, le contenu carbone et la sécurité d'approvisionnement.** Plus largement, l'amélioration de la durée de vie au regard de la performance et l'élaboration de tests de vieillissement accélérés sont aussi des enjeux pour la R&D française.

## Production d'hydrogène

**Le mix électrique français offre dès à présent l'opportunité de produire de l'hydrogène bas-carbone directement à partir du réseau électrique grâce à des électrolyseurs au plus proche des consommateurs.** Le design des électrolyseurs permet de dimensionner la production en fonction des sites de consommation en limitant au maximum le transport coûteux d'hydrogène ou un surdimensionnement des capacités de production.

**De plus, la prédominance du nucléaire au sein du mix électrique français plaide en faveur de la mise en œuvre de contrats de long terme pour permettre la production massive d'hydrogène électrolytique bas-carbone<sup>12</sup>.** À plus long terme, cette spécificité

pousse à soutenir de nouveaux modes de production d'hydrogène comme l'électrolyse haute température à partir d'énergie nucléaire (électricité et chaleur). Plus concrètement, cette technologie pourrait valoriser la chaleur fatale des centrales existantes voire des petits réacteurs nucléaires modulaires. En ce sens, bien que la faisabilité technologique et économique reste à confirmer, la technologie proposée par la start-up française Genvia (issue du CEA) paraît particulièrement adaptée à cette hybridation.

## Transport et distribution d'hydrogène

Essentiel à l'acheminement de l'hydrogène produit vers le site de consommation, le transport est une maille stratégique de la chaîne de valeur du fait de son impact sur le prix final de l'hydrogène<sup>14</sup> et de contraintes techniques à sécuriser (compression pour le transport gazeux, liquéfaction pour le transport liquide, conversion de canalisation existante pour le transport par pipeline, etc.).

En ce sens, **la production d'hydrogène serait localisée dans un premier temps à proximité des sites de consommation au sein de clusters industriels constituant des écosystèmes hydrogène complet (production, transport/distribution et consommation)**, avec si besoin le développement de réseaux de transport locaux<sup>15</sup>. La SNH a ainsi priorisé le développement d'infrastructures au niveau de hubs industriels de consommation déjà identifiés (Fos-sur-Mer, Dunkerque, Havre-Estuaire de la Seine et Vallée de la chimie)<sup>16</sup>.

À un horizon de temps plus éloigné, les écosystèmes hydrogène pourraient être amenés à s'étendre, engendrant l'émergence d'un réseau de transport national voire européen dont son ampleur dépendra de

13 Entre 700 et 800°C pour la technologie développée par Genvia, spin-off du CEA.

Source : CEA, « Inauguration Genvia », Dossier de presse, 30 Mars 2021.

14 Les prix fluctuent fortement selon le volume journalier transporté et la distance parcourue avec un transport par camion d'hydrogène gazeux privilégié pour les courtes distances (inférieures à 150 km) et faibles quantités (moins de 10 tonnes par jour) et un transport par pipeline pour les grandes quantités (plus de 10 tonnes par jour).

Source : France Hydrogène, « Panorama des solutions hydrogène », Mai 2022.

15 CRE, « Rapport de la CRE sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone », Septembre 2024.

16 Gouvernement, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, décembre 2023.

10 CEA, CNRS, IFPEN...

11 Air Liquide, Ariane Group, Storengy, Plastic Omnium, Michelin, GTT, Technip Energies, Bureau Veritas...

12 Sénat, « Nucléaire et hydrogène : l'urgence d'agir », Rapport d'information n°801 (2021-2022), déposé le 20 juillet 2022.



plusieurs facteurs d'ordre technique ou économique :

- Le **niveau de développement européen** de la filière hydrogène, avec possiblement la France qui pourrait être une zone de transit entre des pays exportateurs (comme l'Espagne) et des pays importateurs (au premier rang desquels l'Allemagne) ;
- Les **besoins en flexibilité du système électrique** ;
- Le **volume de production d'hydrogène effectivement produit**.

Enfin, s'agissant de la distribution d'hydrogène, les applications pour la mobilité devront s'appuyer sur un réseau de stations de ravitaillement en hydrogène localisées dans des zones de consommation d'hydrogène avérées (présence de flottes captives, usages stationnaires et sites industriels consommateurs). Pour cela, des stations de ravitaillement en hydrogène sont déployées progressivement sur le territoire à l'initiative d'acteurs publics (collectivités) et privés. Dans son observatoire de l'hydrogène, France Hydrogène dénombre ainsi 82 stations de recharges hydrogène en service à fin 2023<sup>17</sup>.

## Consommation d'hydrogène

La France a fait le choix à travers sa stratégie hydrogène de prioriser le développement des consommations d'hydrogène décarboné en même temps que sa production, dans une logique d'approche systémique. Dans un premier temps, l'hydrogène décarboné est ainsi fléché pour le secteur industriel (engrais, sidérurgie, carburants de synthèse) et en particulier dans les industries déjà consommatrices d'hydrogène afin de rapidement substituer l'hydrogène carboné et donc maximiser la baisse d'émission de gaz à effet de serre.

Dans un deuxième temps, le développement de la chaîne de valeur de l'hydrogène et de ses dérivés pourrait s'articuler autour du secteur de la mobilité (routière, ferroviaire, fluviale, maritime et aérienne). Pour la mobilité routière, il conviendra de juger de la pertinence de l'utilisation de l'hydrogène non pas en fonction du segment (véhicules légers, véhicules utilitaires légers, poids lourds, etc.) mais en fonction de chaque usage (distance journalière parcourue, charge à transporter, contrainte sur l'encombrement du stockage d'énergie, etc.). En effet, **la mobilité**

**hydrogène ne devrait se substituer aux carburants fossiles uniquement si la technologie électrique sur batteries ne constitue pas l'optimum technico économique, cette dernière technologie présentant dans la plupart des configurations la plus faible empreinte carbone et la meilleure efficacité énergétique<sup>18</sup>.**



<sup>17</sup> France Hydrogène, <https://vighy.france-hydrogene.org/chiffres-cles/>, consulté le 23/09/2024.

<sup>18</sup> Le rendement énergétique de l'ensemble de la chaîne de traction est en moyenne de 76 % pour un véhicule électrique batterie et 23 % pour un véhicule électrique à pile à combustible hydrogène. Source : Tsakiris, A. (2019). Analysis of hydrogen fuel cell and battery efficiency. Paper presented at World Sustainable Energy Days 2019. Young Energy Researchers Conference, Wels, Austria.



# LE SOUTIEN FRANÇAIS ET EUROPÉEN À LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE



Clôturé en 2024, l'appel à projet « Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène » opéré par l'ADEME permet de :

1. Soutenir des travaux de développement ou d'amélioration des composants et des systèmes liés à la production d'hydrogène, à son transport et à ses usages ;
2. Financer des projets de démonstrateurs, de pilotes ou de premières commerciales sur le territoire national pour développer et structurer la filière.

**Ainsi, ce sont 19 projets qui ont bénéficié d'une aide de 75 M€ pour un coût total des projets de 349 M€<sup>19</sup>.** Sur ces 75 M€ d'aides, 70 % a été octroyé à de grandes entreprises ou des entreprises de taille intermédiaire. Recouvrant une dizaine de thématiques différentes (dont l'électrolyse offshore, la pyrogazéification ou bien encore le bus électrique hydrogène), près des deux tiers des projets concernent des innovations incrémentales tandis que le tiers restant porte sur des thématiques plus innovantes mais avec un développement plus incertain (hydrogène liquide, moteur à combustion interne, nouvelles infrastructures de transport, etc.)<sup>20</sup>. L'appel à projet « Écosystèmes Territoriaux de l'Hydrogène » également opéré par l'ADEME permet de soutenir financièrement le développement d'infrastructures de production, de distribution et de consommation

d'hydrogène renouvelable et bas-carbone. Lancé en deux vagues en 2018 et 2020, il a déjà permis d'accompagner 46 dossiers représentant 35 écosystèmes. Le déploiement des écosystèmes représente un investissement total de 1 200 M€ pour une aide ADEME cumulée de 320 M€. Les usages associés à ces écosystèmes représentent plus de 8 kt d'hydrogène par an (85 % d'hydrogène renouvelable et 15 % d'hydrogène bas-carbone) dont la grande majorité est destinée au transport de passagers (bus et cars) et de marchandises (véhicules utilitaires, poids lourds, bennes à ordures ménagères). Ces différents projets permettent d'éviter l'émission de 130 kt de CO<sub>2</sub> par an<sup>21</sup>.

Enfin, au niveau national, un dernier mécanisme de soutien vise à soutenir la production d'hydrogène électrolytique grâce à la compensation d'une partie du surcoût de l'hydrogène produit par électrolyse par rapport à de l'hydrogène fossile. Ce mécanisme de soutien se matérialise à travers une série d'appels à projets entre 2024 et 2026 pour un potentiel total de 1 GW<sup>22</sup> et dont la première tranche a été lancée en décembre 2024 pour une puissance cumulée de 200 MW. Sont éligible à l'appel à candidature des projets dont la nouvelle capacité de production est comprise entre 5 et 100 MW et exclusivement dédiés à des usages industriels.


<sup>19</sup> Comité d'évaluation du plan France Relance, Rapport Final Volume II - Évaluation des dispositifs - Chapitre 8 Le développement de l'hydrogène décarboné, Janvier 2024.

<sup>20</sup> ADEME, « 2023 Plan d'investissement France 2030 Bilan intermédiaire Appel à projets », 2023.

<sup>21</sup> ADEME, « 2023 Bilan des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020 », 2023.

<sup>22</sup> Voir à ce propos : UFE, « Contribution de l'UFE à la consultation sur le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné », octobre 2023.





La Commission européenne a autorisé le déblocage de près de 1,6 Md € d'aides de l'État français pour des **projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC Hydrogène)**. Quatre vagues successives ont permis de soutenir 17 projets français :

- En juillet 2022, la **vague « Hy2Tech »** visait à soutenir la fabrication des technologies de l'hydrogène (électrolyseurs, réservoirs, piles à combustible, etc.). **La France était le pays le plus représenté avec 10 projets validés**, dont des usines de piles à combustible adaptées à des usages de mobilité routière, ferroviaire et navale (Symbio, Hyvia, Helion by Alstom, Arkema), d'électrolyseurs (Elogen, Genvia, John Cockerill, McPhy) et de réservoirs (Faurecia, Plastic Omnium).
- En septembre 2022, la **vague « Hy2Use »** s'est focalisée sur les infrastructures de transport, de production et stockage d'hydrogène et les applications dans l'industrie et a retenu **deux projets français** (Air Liquide et Total Energies/ENGIE).
- En février 2024, la **vague « Hy2Infra »** a porté sur les infrastructures de transport de l'hydrogène mais également des installations de stockage d'hydrogène à grande échelle. **Un projet français** porté par Lhyfe et se concentrant sur la production par électrolyse a été retenu.
- En mai 2024, la **vague « Hy2Move »** a complété

le programme PIIEC Hydrogène avec la mobilité et le transport. **Quatre projets français ont été lauréats** : Airbus, Gen-Hy, Hydrogène de France et Michelin.

Enfin, la **Banque européenne de l'hydrogène** souhaite limiter les différences de prix entre l'hydrogène produit à partir d'énergies fossiles et l'hydrogène renouvelable grâce à une aide plafonnée à 4,5 €/kgH<sub>2</sub> versée durant 10 ans<sup>23</sup>. Prévue en décembre 2024 et dotée d'une enveloppe d'environ 1,2 Md€, la deuxième mise aux enchères de la Banque européenne de l'hydrogène inclut un critère de localisation, ou **« critère de résilience »**, sur la fourniture d'équipements dont les électrolyseurs dans le but de favoriser les entreprises locales face à une concurrence étrangère et notamment chinoise bien moins chère<sup>24</sup>. Pour le troisième et dernier cycle, **l'élargissement de l'enchère au financement de l'hydrogène électrolytique bas-carbone en complément de l'hydrogène renouvelable constitue un enjeu clé pour la filière hydrogène française**<sup>25</sup>.

23 Commission Européenne, Communiqué de Presse, « European Hydrogen Bank auction provides €720 million for renewable hydrogen production in Europe », 30/04/2024.

24 European Hydrogen Observatory, « Commission announces €1.2 billion for second Hydrogen Bank auction budget », 12/06/2024.

25 UFE, « Une coalition européenne pour le financement de l'électrolyse à faible teneur en carbone par la Banque de l'hydrogène », octobre 2024.



## L'évolution du cadre législatif et réglementaire national

Depuis plusieurs années, une adaptation du cadre législatif était attendue afin de faciliter la réalisation de projets hydrogène, en particulier concernant des verrous administratifs relatifs au foncier, aux autorisations environnementales et aux raccordements électriques. Des avancées ont été obtenues depuis 2023 avec l'entrée en vigueur de la **loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER)** qui a permis de prioriser et d'accélérer le raccordement électrique de projets stratégiques ainsi que de simplifier les demandes d'autorisation pour la construction ou la reconversion d'infrastructures de transport d'hydrogène. De plus, des travaux de renforcement du réseau de transport électrique ont été opérés en anticipation de besoins futurs par RTE sur trois zones industrielles stratégiques : Fos-sur-Mer, Havre-Estuaire de la Seine et Dunkerque<sup>26</sup>. Ces trois zones industrielles sont toutes concernées par des projets de production d'hydrogène par électrolyse voire également d'usines de production d'électrolyseur pour le Havre-Estuaire de la Seine. Par la suite, dans le cadre de la promulgation de la **loi relative à l'industrie verte** en octobre 2023, une réduction de 9 à 6 mois des délais liés à l'autorisation environnementale a été mise en place, ainsi qu'une facilitation des procédures d'urbanisme et un renforcement de la sécurité juridique sur les questions de biodiversité pour les projets industriels d'intérêt national majeur.

Sur le plan réglementaire, l'arrêté sur les définitions de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone et la méthodologie de qualification<sup>27</sup>, le décret sur les modalités pratiques d'émission, d'échange, d'utilisation et d'annulation des garanties d'origine de l'hydrogène<sup>28</sup>, ainsi que le décret portant application de l'inclusion de l'hydrogène bas-carbone dans la TIRUERT<sup>29</sup> ont apporté des évolutions attendues pour la filière hydrogène<sup>30</sup>. **Pour ce dernier décret, la filière reste**

toutefois dans l'attente de la publication des décrets d'application.

Enfin, la version révisée de la SNH souligne la nécessité de faire évoluer le cadre politique sur les enjeux suivants<sup>31</sup> :

- La **réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) pour la production, le stockage et la distribution d'hydrogène**, pour intégrer les prescriptions de l'arrêté ministériel relatifs aux stations de distribution d'hydrogène<sup>32</sup> et s'adapter aux installations de production/stockage de plus grande capacité ;
- La **sensibilisation des acteurs** concernant la mise en service et l'exploitation des équipements sous pression ;
- La **sensibilisation aux dispositifs réglementaires de métrologie de comptage** ;
- La **réglementation spécifique à la construction et l'exploitation de canalisation de transport de gaz** pour une conversion d'ouvrages pour transporter d'autres types de fluide comme l'hydrogène.

En parallèle, des **travaux sur le cadre normatif** sont à poursuivre pour permettre l'émergence d'un marché européen voire mondial de l'hydrogène, et ce, de manière équitable entre l'hydrogène produit en France et l'hydrogène importé. En effet, **il est essentiel que l'hydrogène importé réponde au même niveau d'exigence que l'hydrogène produit en UE** grâce à la mise en place de systèmes uniformisés de certification de l'hydrogène.

26 RTE, « Schéma décennal de développement du réseau 2024 », Consultation publique - Document A.

27 Arrêté du 1er juillet 2024 précisant le seuil d'émissions de gaz à effet de serre et la méthodologie pour qualifier l'hydrogène comme renouvelable ou bas-carbone, JORF n°0157 du 4 juillet 2024.

28 Décret n° 2024-289 du 29 mars 2024 relatif à l'autoconsommation collective étendue de gaz et portant diverses dispositions relatives aux gaz renouvelables et bas-carbone, JORF n°0077 du 31 mars 2024.

29 Décret n° 2023-1420 du 29 décembre 2023 portant sur la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports, JORF n°0304 du 31 décembre 2023.

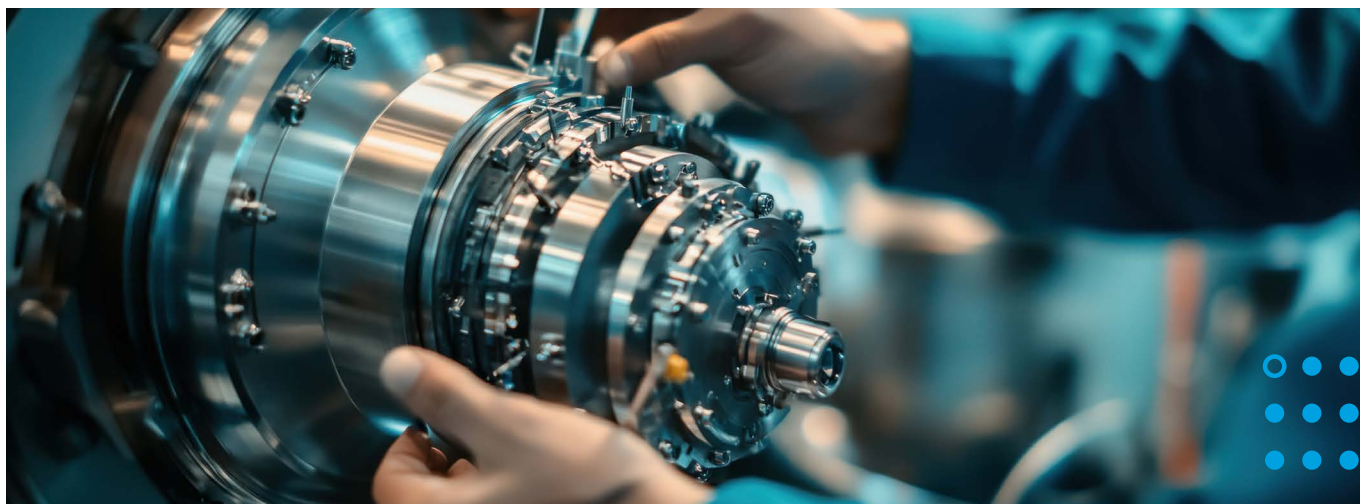
30 France Hydrogène, « Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030 », Décembre 2022.

31 Gouvernement, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, Décembre 2023. Version soumise à consultation publique, la version définitive n'avait pas encore été publiée au moment de la publication du présent document.

32 Arrêté du 22 octobre 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration, JORF n°0246 du 24 octobre 2018.



## LES PRINCIPAUX RISQUES IDENTIFIÉS POUR LA FILIÈRE



### Des défis à relever pour les fabricants d'électrolyseurs

Au périmètre de l'UE, le premier maillon de la chaîne de valeur de l'hydrogène doit relever plusieurs défis pour parvenir à **mettre en service des électrolyseurs de fortes puissances**, à même de générer des économies d'échelle. Depuis 2023, de tels projets sont initiés en France (200 MW pour le projet Normand'Hy d'Air Liquide, 100 MW à Gonfreville-l'Orcher et 250 MW à Montoir-de-Bretagne pour Lhyfe) mais aussi plus largement au sein de l'UE avec Shell en Allemagne (projet REFHYNE II de 100 MW), Plug Power à Anvers (100 MW) ou encore Lhyfe aux Pays-Bas (200 MW à Delfzijl). En outre, des **difficultés de passage à l'échelle** ont été constatées sur des unités de grande capacité pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Outre les difficultés liées à la variation de la puissance électrique<sup>33</sup>, les performances en termes de rendement et de durée de vie des matériaux sont en deçà de l'attendu. Les enjeux portent notamment sur la maîtrise et la fiabilisation du système complet de l'électrolyseur<sup>34</sup> avec des problèmes de conception et d'ingénierie sur les auxiliaires<sup>35</sup>.

Malgré l'accroissement du nombre de projets, la demande en électrolyseurs reste aujourd'hui inférieure à la capacité de production théorique

engendrant un **risque de surcapacité de production d'électrolyseurs**. En effet, les annonces de projets de construction d'usines de grandes capacités d'électrolyseurs alcalins et à membrane échangeuse de protons dit PEM (de l'ordre de 1 GW/an) se sont multipliées en France dès 2020 pour John Cockerill (site d'Aspach), en 2022 pour McPhy Energy (site de Belfort) et Elogen (site de Vendôme). En 2024, Genvia a pour sa part annoncé la construction d'une usine de production d'électrolyseur à oxyde solide haute température (site de Béziers). La capacité française de production d'électrolyseurs (toutes technologies confondues) avoisinerait donc les 4 GW/an. Cette capacité de production serait bien supérieure aux besoins d'installations d'électrolyseurs en France évalués par RTE dans la trajectoire de référence à 0,6 GW/an sur la période 2025-2030 pour atteindre 3 GW en 2030 et potentiellement 1,5 GW/an sur la période 2031-2035 pour atteindre 11 GW en 2035<sup>36</sup>. Dans son rapport intitulé « Global Hydrogen Review », l'IEA constate déjà une sous-utilisation des capacités de production mondiale en 2023<sup>37</sup>. Outre la concurrence internationale (notamment chinoise et américaine), la filière industrielle de fabricants d'électrolyseurs se renforce également en Europe avec Siemens Energy en partenariat avec Air Liquide (3 GW/an sur le site de Berlin), Plug Power (3 sites en Finlande pour 2,2 GW/an), Hystar (1 site de 4 GW/an en Norvège) ou De Nora (1 site de 2 GW/an près de Milan).

33 Exemple du projet chinois de 260 MW à Kuga.

34 Exemple du projet français Masshyla de 120 MW à la Mède.

35 L'ensemble de ces sous-systèmes sont appelés « Balance of Plant » et incluent l'alimentation électrique, le système de gestion de l'eau, les pompes, le système de déminéralisation, le réservoir d'électrolyte, le séparateur gaz-eau, le sécheur d'hydrogène comprimé ou encore le réservoir de stockage d'hydrogène.

36 RTE, « Bilan Prévisionnel 2023-2035 », Volet Hydrogène, le 21/07/2024.

37 La capacité de production a atteint 25 GW/an pour une production de seulement 2,5 GW en 2023.

Source : IEA, « Global Hydrogen Review 2024 », Octobre 2024.





Considérant que le déploiement massif de capacités de production d'hydrogène repose essentiellement sur l'électrolyse de l'eau<sup>38</sup>, il est nécessaire qu'une stratégie de **diversification des approvisionnements** pour certaines matières premières soit mise en place par les fabricants européens d'électrolyseurs afin de limiter les risques de pénurie. Bien que la technologie PEM soit largement minoritaire et que des solutions de diversification des matériaux pourraient émerger, des risques d'approvisionnement en matériaux existent en particulier pour l'**iridium**, incontournable dans la réalisation de la couche de catalyseur des électrolyseurs, et dont la production se concentre à 80 % en Afrique du Sud. De plus, aucune entreprise de traitement/purification de l'iridium n'est présente sur le territoire européen et ce matériau n'est pas identifié comme « matière première critique » par la commission européenne dans son European Critical Raw Materials Act<sup>39</sup>. Or, la fabrication d'un électrolyseur PEM de 1 MW nécessitant 1 kg d'iridium<sup>40</sup>, il faudrait ainsi en allouer chaque année 15 % de la production mondiale<sup>41</sup> à la France pour atteindre l'objectif de 6,5 GW installé en 2030 (ordre de grandeur reposant d'une l'hypothèse d'une production par électrolyse de l'eau exclusivement avec la technologie PEM). Bien qu'ayant un besoin plus faible (316 g pour 1 MW<sup>40</sup>), le **platine** est également un matériau critique identifié car sa production annuelle mondiale n'excède pas 180 tonnes<sup>42</sup>. Avec 880 kg de **titane** nécessaires à la fabrication des plaques bipolaires pour un électrolyseur PEM de 1 MW<sup>40</sup> (soit 5 720 tonnes de titane pour répondre à l'objectif de la France pour 2030), son approvisionnement constitue également un enjeu de ressource important du fait d'une production d'éponge de titane se concentrant aux deux tiers en Chine<sup>43</sup> et d'un prix qui a fortement bondi à la suite de la guerre en Ukraine (+25 %) <sup>44</sup>.

38 France Hydrogène évaluait à au moins 95 % des projets, la part d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

Source : France Hydrogène, « Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030 », Décembre 2022.

39 Commission européenne, European Critical Raw Materials Act, adopté en Avril 2024.

40 IFPEN, EconomiX, ECL, « Hydrogen Development in Europe : Estimating Material Consumption in Net Zero Emissions Scenarios », International Economics, Vol. 176, December 2023, 100457.

41 La production mondiale d'iridium est évaluée entre 7 et 8 tonnes par an pour des réserves connues de 800 tonnes.

Source : Grenoble INP, Institut d'ingénierie et de management, « Un pas de plus vers l'hydrogène vert », consulté le 09/09/2024.

42 Source : U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, « Platinum-Group Metals », January 2024.

43 La production chinoise d'éponge de titane atteint 220 000 t/an pour une production mondiale de 330 000 t/an.

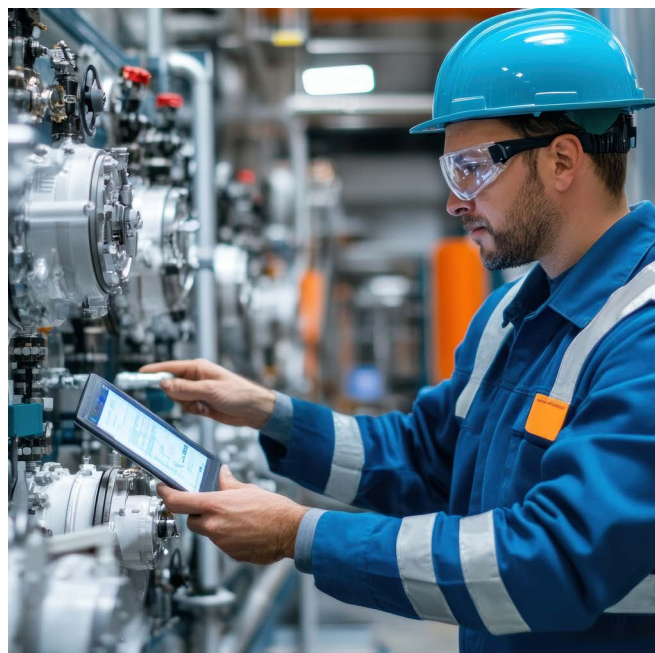
Source : U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, « Titanium and titanium dioxide », pp. 186-187, January 2024.

44 U.S. Bureau of Labor Statistics, Producer Price Index by Commodity : Metals and Metal Products: Titanium and Titanium-Base Alloy Mill Shapes <https://fred.stlouisfed.org/series/WPU102505>, consulté le 09/09/2024.

Enfin, des vulnérabilités d'approvisionnement sont identifiées dans une moindre mesure sur les technologies d'électrolyseurs alcalins et à oxyde solide haute température, essentiellement à cause de l'utilisation de **nickel** (2 830 kg/MW pour la technologie d'électrolyseurs alcalins<sup>45</sup>) dont la consommation mondiale est croissante du fait d'un besoin grandissant pour les batteries de véhicules électriques.

La **volatilité des prix** des matières premières constitue de surcroît un élément de risque justifiant le besoin de diversification des sources d'approvisionnement. Cette volatilité avait par exemple été constatée pour le nickel dont le prix avait presque été multiplié par 10 en 2022 à la suite de spéculations boursières<sup>46</sup>.

Enfin, les fabricants d'électrolyseurs doivent s'attacher à traiter les enjeux portant également sur la **chaîne de valeur des différents composants**. Ainsi, des pénuries de matières premières, des tensions géopolitiques et des difficultés d'investissements peuvent tout particulièrement accroître les **délais de livraison**<sup>47</sup>.



45 Les Echos, « Crise du nickel : le procès de la Bourse des métaux s'ouvre à Londres ».

46 IFPEN, EconomiX, ECL, « Hydrogen Development in Europe : Estimating Material Consumption in Net Zero Emissions Scenarios », International Economics, Vol. 176, December 2023, 100457

47 Voir à ce propos BloombergNFE, « Hydrogen Supply Outlook 2024 », 20 Juin 2023 qui souligne les impacts négatifs de l'inflation (matériaux, eau et électricité) et des retards de versement des subventions prévues sur les coûts de production et d'installation d'électrolyseurs.





## Un fonctionnement flexible des électrolyseurs au service du réseau électrique

D'après le volet « Hydrogène » du bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE<sup>48</sup>, le potentiel de flexibilité des électrolyseurs semble faible à court terme au regard des projets en cours développement. En effet, le **fonctionnement en base**, assurant une production et un approvisionnement en continu sans nécessiter un stockage de forte capacité, est généralement privilégié par les porteurs de projets. Cette configuration limite la flexibilité à de l'effacement ponctuel en période de tension, par exemple pour limiter la consommation à la pointe en période hivernale. Tout récemment, Lhyfe associé à Energy Pool a ainsi annoncé la mise en place d'un service d'effacement et de valorisation sur le marché de réserve secondaire pour une puissance cumulée de 20 MW et une durée de 5 ans<sup>49</sup>. Cette démarche permet au producteur d'optimiser sa consommation électrique afin de contribuer à l'équilibrage du système électrique mais aussi à réduire le coût de l'électricité consommée impactant de fait le prix de l'hydrogène produit.

Avant de proposer un potentiel de flexibilité plus important, la faisabilité technique et économique doit être étudiée pour chaque projet au regard des électrolyseurs utilisés et de l'impact sur leur durée de vie, ainsi que sur la continuité d'alimentation des process industriels approvisionnés en hydrogène. L'existence d'infrastructures de stockage peut également être une solution permettant le développement d'une flexibilité.

À plus long terme, un fonctionnement optimisé des électrolyseurs pourrait permettre d'accroître le potentiel de flexibilité. Cette optimisation serait notamment permise grâce à la sécurisation de l'approvisionnement *via* la mise à disposition d'un moyen de stockage d'hydrogène de forte capacité ou *via* une connexion au réseau hydrogène dédié ou de gaz, permettant une production basée sur un arbitrage horaire entre le coût de l'électricité et la valorisation de l'hydrogène produit. Dans cette configuration et sous réserve d'un signal prix adéquat, les électrolyseurs pourraient ainsi répondre à des besoins de services système.

48 RTE, « Bilan Prévisionnel 2023-2035 », Volet Hydrogène, le 21/07/2024.

49 Lhyfe, Communiqué de presse « Lhyfe et Energy Pool : la flexibilité de la production d'hydrogène vert renouvelable au service de la stabilité du réseau électrique », le 14/11/2024.

## Les raccordements électriques, un vecteur d'accélération majeur

La décarbonation de zones industrielles prioritaires, au premier rang desquelles les zones industrielles bas carbone (ZIBaC) de Fos-sur-Mer, Dunkerque, Havre-Estuaire de la Seine et Vallée de la chimie, implique une électrification importante des usages et donc une adaptation du réseau électrique local. La multiplication de ces projets, en nombre et en taille, nécessite des évolutions réglementaires déjà entamées avec l'introduction de dispositions autorisant le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE à anticiper et à mutualiser les raccordements futurs au réseau. Il est ainsi possible de dimensionner les travaux de raccordement au-delà de ceux strictement nécessaires à une installation donnée<sup>50</sup>. Cette rationalisation des ouvrages permet *de facto* une réduction des coûts et de leur impact environnemental aussi bien pour la collectivité que pour les demandeurs.

## La concurrence des importations d'hydrogène et de ses dérivés

Dans un rapport publié en juillet 2024<sup>51</sup>, l'ADEME étudie les coûts d'importation et les coûts de production en France d'hydrogène et de ses dérivés à horizon 2030 et 2050. Ses conclusions mettent en avant **une compétitivité préservée de la production d'hydrogène renouvelable en France au-delà de 2030 à condition qu'il y ait usage du réseau électrique avec des contrats d'achats d'électricité (PPA) pour maximiser le temps de fonctionnement des capacités installées d'électrolyse**. Dans le cas inverse, l'importation d'hydrogène renouvelable peut être plus compétitive depuis des pays ayant un potentiel de développement de moyens de production d'électricité renouvelable abondante et bon marché, couplée à un transport de l'hydrogène par pipeline (par exemple depuis le Maroc).

S'agissant des « **dérivés de l'hydrogène** »<sup>52</sup> (ammoniac, minerais de fer pré-réduits, carburants de synthèse), l'ADEME souligne qu'une condition structurante permettant d'assurer une production

50 Articles L. 342-2 et L. 342-18 du code de l'énergie. Pour plus d'informations voir CRE, « Rapport de la CRE sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone », Septembre 2024.

51 ADEME, « Importation d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène, Analyse prospective de la compétitivité comparée à une production en France », Rapport final, Juillet 2024.

52 L'ADEME considère ici comme « dérivés de l'hydrogène » toute molécule ou tout produit dont le procédé de fabrication nécessite de l'hydrogène : ammoniac, minerais de fer pré-réduits, certains électro-carburants (e-kérosène et e-méthanol).



nationale compétitive en 2030 est le niveau du prix de l'électricité à cette échéance. La signature de contrats de long terme constitue également en ce sens un dispositif pertinent, en sus de la valorisation obtenue à travers des services de flexibilité (effacement aux heures où l'électricité est plus coûteuse, valorisation sur le marché de réserve secondaire). D'autre part, le sujet du recours obligatoire à un CO<sub>2</sub> biogénique<sup>53</sup> pour les e-carburants devra également être anticipé à l'échelle européenne dès 2030 pour maintenir la compétitivité économique face à des e-carburants importés.

À horizon 2050, les **infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène seraient nécessaires pour maintenir la compétitivité de l'hydrogène et de ses dérivés produits en France** en assurant l'alimentation des principaux bassins industriels consommateurs d'hydrogène tout en favorisant un fonctionnement flexible des électrolyseurs. La baisse plus forte des coûts de production de l'hydrogène à l'étranger, favorisant *a priori* les importations, serait contrebalancée par un coût du transport accru<sup>54</sup>. Enfin, un enjeu portera sur l'accroissement des capacités de stockage d'hydrogène, dont les besoins sont estimés jusqu'à 25 TWh à horizon 2050<sup>55</sup> alors même que les capacités actuelles sont évaluées entre 8,5 et 10 TWh (en cavités salines, aisément exploitables).



53 CO<sub>2</sub> biogénique : CO<sub>2</sub> émis ou stocké dans l'atmosphère qui provient de sources biologiques ou de matières organiques (en opposition avec le CO<sub>2</sub> d'origine fossile).

54 ADEME, « Importation d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène, Analyse prospective de la compétitivité comparée à une production en France », Rapport final, Juillet 2024.

55 GRTgaz et RTE, « Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique », Juillet 2023.



## La sidérurgie, un potentiel de décarbonation grâce à l'hydrogène qui reste à confirmer

Responsable à lui-seul de l'émission de 20 Mt de CO<sub>2</sub> par an en France, le secteur de la sidérurgie constitue un enjeu important de décarbonation. Pour y répondre, les industriels du secteur explorent plusieurs voies de décarbonation. Ainsi, le projet de la société GravitHy initié en 2022 à Fos-sur-Mer et reconnu d'« intérêt national majeur » vise à développer une usine de production de minerai de fer réduit de 2 Mt/ an et alimentée exclusivement par de l'hydrogène bas-carbone. Le gain en termes d'émissions de gaz à effet de serre est estimé à 4 Mt de CO<sub>2</sub> par an, soit 20 % des émissions du secteur et 5 % des émissions industrielles françaises<sup>56</sup>.

ArcelorMittal France a annoncé également en 2022 un projet de production d'acier à basse émission de CO<sub>2</sub> sur le site de Dunkerque permettant une réduction de 36% des émissions de CO<sub>2</sub> d'ArcelorMittal France (soit plus de 4 Mt de CO<sub>2</sub>) et la production de 2,5 Mt/an d'acier bas-carbone<sup>57</sup>.

Il faut toutefois souligner que, dans son rapport prospectif sur l'hydrogène<sup>58</sup>, RTE considère qu'il subsiste des incertitudes fortes concernant les dates de mise en service de ces projets de réduction directe du minerai par l'hydrogène ainsi que sur le rythme de conversion du méthane à l'hydrogène pour les technologies de réduction directe à partir du méthane.

56 GravitHy, Projet d'une usine de production de fer réduit bas-carbone à Fos-sur-Mer, Dossier de concertation préalable, 27 Novembre 2023 - 31 Janvier 2024.

57 ArcelorMittal, « Projet de production d'acier à basse émission de CO<sub>2</sub> sur le site ArcelorMittal Dunkerque », 5 Décembre 2022.

58 RTE, « Bilan Prévisionnel 2023-2035 », Volet Hydrogène, le 21/07/2024.



## Des besoins croissants sur l'emploi et la formation

Dans le cadre du projet DEF'HY<sup>59</sup>, un travail d'analyse conséquent a été réalisé sur l'état et les perspectives d'emplois ainsi que la formation disponible pour répondre aux enjeux de développement de la filière hydrogène française. **À horizon 2030, le nombre d'emplois directs et indirects dans la filière hydrogène est estimé entre 50 000 et 150 000 et concerne plus de 80 métiers couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur. Les besoins en recrutement sont immenses au regard des 5 800 emplois directs comptabilisés en 2022.**

En 2022, la moitié des besoins en recrutement concernaient les métiers de la conception, de l'ingénierie, de la recherche et du développement et étaient localisés en régions Île-de-France et Auvergne-Rhône-Alpes. Au sein de la chaîne de valeur, les briques technologiques identifiées comme les plus pourvoyeuses d'emplois sont les **usines de production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone via l'électrolyse, la fabrication d'électrolyseurs** dans une « gigafactory » et l'ensemble des étapes de **cycle de vie d'une station de recharge hydrogène**. L'analyse par brique technologique met en lumière des besoins en profils « conception » jusqu'à 2025 avec 80 % d'ingénieur(e)s et 20 % de technicien(ne)s suivi par une inversion progressive des besoins d'ici 2030, pour atteindre à terme 80 % de technicien(ne)s et 20 % d'ingénieur(e)s. Les deux principaux facteurs de tension identifiés sont le **manque de main-d'œuvre disponible** et la **forte intensité d'embauche**. Des facteurs plus spécifiques à certains métiers comme des conditions de travail contraignantes, la durabilité de l'emploi, l'inadéquation géographique entre l'offre et la demande renforcée dans les régions frontalières (Grand Est) ou encore le lien emploi-formation peuvent également être cités.

Un consensus ressort sur le fait qu'il n'y aura pas de nouveaux métiers mais uniquement une adaptation de métiers existants à la molécule hydrogène. En particulier, de nouvelles compétences relatives à l'hydrogène seront nécessaires sur des thèmes comme la **sécurité**, les **règlementations** et les **normes**, mais aussi les **systèmes hydrogène** et les **systèmes hautes pressions et cryogéniques** ainsi que sur les **matériaux**.

L'étude a permis d'identifier plus de **200 formations liées à la filière hydrogène** dispensées par une variété d'acteurs (universités, organismes spécialisés, entreprises, branches professionnelles, etc.) mais avec seulement 35 % des formations recensées comme certifiantes. Bien que couvrant globalement l'ensemble de la chaîne de valeur, les offres de formation sont parfois jugées insuffisantes car issues de programmes existants de formations initiales avec ajout de modules de sensibilisation à l'hydrogène apportant un manque de visibilité à l'offre.



<sup>59</sup> DEF'HY, Développer l'emploi et les formations pour la filière hydrogène, Juillet 2023.



## LES RECOMMANDATIONS DE L'UFE

### Renforcer le financement de la filière hydrogène électrolytique française

- ✗ Donner de la visibilité sur les prochaines tranches du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène
- ✗ Étendre sans délai le mécanisme d'enchère de la Banque européenne de l'hydrogène à l'hydrogène bas-carbone
- ✗ Pérenniser au-delà de France 2030 le soutien public au développement de technologies hydrogène innovantes incluant les notions de criticité et de recyclabilité des matériaux

### Soutenir le passage à l'échelle de la filière

- ✗ Renforcer le développement et l'amélioration d'unités de production d'hydrogène électrolytique de grande puissance pour permettre le passage à l'échelle industrielle et rendre ces technologies plus matures et fiables
- ✗ Favoriser la flexibilité des électrolyseurs via une analyse technico-économique systématique pour chaque projet en considérant notamment les impacts sur leur performance et sur les procédés industriels approvisionnés en hydrogène
- ✗ Soutenir la recherche et l'innovation de l'ensemble des acteurs de la filière afin de favoriser les synergies entre technologies de production, de transport et de stockage et accroître les opportunités d'applications dans divers secteurs

- ✗ Former et recruter une main d'œuvre nombreuse et qualifiée à travers un soutien aux formations existantes

- ✗ Encourager la diversification des approvisionnements pour certaines matières premières (iridium, platine, titane, nickel) afin de limiter les risques de pénurie, les longs délais de livraison et la volatilité des prix

### Accélérer la décarbonation des usages grâce à l'hydrogène décarboné

- ✗ Prioriser l'usage de l'hydrogène électrolytique décarboné pour les industriels déjà consommateurs d'hydrogène
  - ✗ Promouvoir la décarbonation par l'hydrogène électrolytique pour les procédés industriels difficilement électrifiables, par exemple à travers l'appel d'offres « Grands projets industriels de décarbonation » de l'ADEME
  - ✗ Soutenir la production d'hydrogène électrolytique et ses dérivés pour la mobilité lourde (terrestre, maritime et aérienne) lorsque la technologie électrique par batteries n'est pas pertinente
- Mettre en place un cadre réglementaire cohérent avec l'urgence climatique**
- ✗ Poursuivre les avancées de la loi APER dans la simplification du cadre réglementaire (ICPE, construction et exploitation de canalisation de transport de gaz)

