

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

Isabelle Wallard*, Michel Rostagnat**

@ 44493

Mots-clés : hydrogène, décarbonation, transition énergétique, risque, mobilités

Après plusieurs tentatives avortées de développement de l'hydrogène au cours des dernières décennies dans telle ou telle région du monde, le contexte actuel — avec certes des difficultés et de grandes incertitudes, mais aussi avec l'impérieuse nécessité de décarboner de nombreux secteurs d'activité — crée les conditions d'un réel essor de l'utilisation de l'hydrogène. Cet article montre, dans le cadre d'une stratégie nationale ambitieuse, un véritable engouement pour le développement des usages de l'hydrogène, mais si les projets sont foisonnants les réalisations à ce jour sont encore modestes.

Introduction

La France vise la neutralité carbone en 2050 en réduisant de 80 % ses émissions atmosphériques de gaz à effet de serre par rapport à 2015. Pour cela, le gouvernement a défini la trajectoire pour les dix prochaines années dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) approuvée par décret en 2020. Cette programmation fixe en particulier des objectifs chiffrés de production d'hydrogène bas carbone pour les usages industriels et énergétiques et pour la mobilité.

À l'occasion de la présentation du plan France Relance en septembre 2020, et du plan d'investissement France 2030 en 2021, le gouvernement a précisé sa stratégie pour le développement de la filière hydrogène et les moyens qui lui sont consacrés. L'hydrogène est aussi une priorité en termes de souveraineté énergétique et industrielle

de la France. Il offre l'opportunité de développer une filière industrielle créatrice d'emplois tout en permettant de réduire la dépendance nationale vis-à-vis des importations d'hydrocarbures.

L'article ci-dessous détaille la stratégie nationale dans le contexte européen, puis présente l'état du développement en France des usages de l'hydrogène dans le secteur industriel et la mobilité. Il aborde ensuite les problématiques du transport et du stockage de l'hydrogène, puis récapitule les principaux enjeux de sécurité posés.

Il est tiré du rapport «Sécurité du développement de la filière hydrogène», signé par Emmanuel Clause, Bernard Larrourou, Michel Rostagnat et Isabelle Wallard [CGE et IGEDD, 2022].

* CGE.

** IGEDD.

1. Une stratégie nationale ambitieuse, ancrée dans un contexte européen favorable, des projets foisonnants mais des incertitudes majeures

1.1. Le contexte international de l'hydrogène décarboné est dynamique

Une dynamique sans précédent de développement de la production et des usages de l'hydrogène est engagée aux niveaux européen et international.

Aux États-Unis par exemple, l'État du Texas a publié en mai 2022 sa stratégie pour devenir en 2050 un leader mondial pour la production d'hydrogène (21 Mt/an d'hydrogène vert dont 10 Mt/an pour l'exportation et 11 Mt/an pour les usages locaux). D'autres pays ont fait des annonces de très grands projets de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, comme le Kazakhstan (50 GW), l'Australie (Western Australia) avec deux projets de respectivement 29 et 14 GW de production par électrolyse alimentés par énergie solaire et éolienne. Le Chili prévoit d'utiliser 25 GW d'énergie renouvelable pour produire de l'hydrogène destiné à l'exportation, etc.

La Commission européenne a publié le 8 juillet 2020 sa stratégie en faveur du développement d'une filière hydrogène. Celle-ci affirme l'importance d'une production d'hydrogène propre en Europe, et prévoit d'ici à 2024 l'installation d'une capacité de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau de 6 GW pour une production annuelle d'environ 1 Mt, ces chiffres atteignant en 2030 40 GW pour la capacité d'électrolyse et 10 Mt/an pour la production d'hydrogène, permettant à partir de 2030 un usage à large échelle de l'hydrogène dans les secteurs difficiles à décarboner.

Si la priorité à long terme de la Commission est de produire de l'hydrogène «renouvelable» principalement par électrolyse grâce aux énergies solaire et éolienne, toutefois, pour ce qui est du court et du moyen terme, la Commission reconnaît que d'autres formes d'hydrogène bas carbone sont nécessaires pour réduire

rapidement les émissions provenant de la production actuelle d'hydrogène carboné et pour permettre le développement d'un marché viable à une échelle pertinente.

À l'occasion de sa communication au Conseil du 18 mai 2022 sur le plan RePower EU qui vise à réduire la dépendance énergétique de l'UE, la Commission a d'une part confirmé l'objectif de production de 10 Mt/an d'hydrogène renouvelable d'ici à 2030, et d'autre part fixé l'objectif d'en importer d'ici à 2030 la même quantité. Ces objectifs correspondent à une capacité de production de 40 GW installée en Europe, doublée par des importations d'une quantité équivalente «via la Méditerranée, la région de la mer du Nord et, dès que les conditions le permettront, avec l'Ukraine».

Plus récemment, dans son discours sur l'état de l'Union le 14 septembre 2022, la présidente de la Commission a réaffirmé ces objectifs ambitieux.

1.2. La stratégie nationale est ambitieuse et s'accompagne d'un soutien public conséquent

La France s'est positionnée fin 2020 avec une stratégie nationale de développement de l'hydrogène visant à la placer parmi les pays les plus avancés dans ce domaine en Europe.

Annoncée par le gouvernement le 8 septembre 2020, la stratégie nationale de développement de l'hydrogène décarboné prévoit 7 Md€ de soutien public d'ici à 2030 (dont 4 Md€ pour compenser les coûts de l'hydrogène bas carbone) pour assurer la souveraineté technologique française et déployer une capacité de 6,5 GW d'électrolyse d'ici à 2030 sur le territoire national. Les usages de cet hydrogène décarboné concernent l'industrie et la mobilité lourde. En revanche, le recours à l'hydrogène pour la mobilité légère et l'équilibre du système électrique n'est pas envisagé à court terme et les questions de transport et de stockage ne sont pas évoquées. De plus, la stratégie nationale ne prévoit pas d'importation d'hydrogène, conformément au principe de souveraineté énergétique fixé dans la stratégie nationale bas carbone (SNBC) approuvée en avril 2020. La priorité de la stratégie nationale porte donc sur

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

le développement en France de la production par électrolyse.

Une enveloppe budgétaire supplémentaire d'un montant de 1,9 Md€ de soutien public a ensuite été décidée, en novembre 2021, dans le cadre du plan France 2030.

Le pari est fait que le financement d'un nombre limité de projets industriels de production d'hydrogène bas carbone d'une part, ainsi qu'un soutien accru à la recherche et à l'innovation d'autre part, pourront lancer la filière. Un soutien à la massification de la production viendra ensuite, lorsque les technologies seront matures et lorsque les coûts de production auront diminué.

Une capacité d'électrolyse de 6,5 GW en 2030 correspond, selon l'association professionnelle France Hydrogène qui fédère les acteurs de la filière, à une production annuelle de 680 000 tonnes d'hydrogène décarboné sur le territoire national. Ce chiffre se compare à la production française actuelle, soit 900 000 tonnes d'hydrogène principalement carboné, produit par reformage du méthane et utilisé dans le secteur industriel (chimie, raffinage pétrolier, production d'engrais azotés...).

À l'horizon 2030, l'hydrogène produit par électrolyse permettra en priorité de décarboner l'industrie (chimie, raffineries, aciéries,

cimenteries...) et de lancer les premiers développements en matière de mobilité lourde (bus, VUL (véhicules utilitaires légers), trains, poids lourds...) : de façon plus précise, l'objectif est que l'hydrogène décarboné produit en 2030 soit utilisé à 70 % environ dans l'industrie — majoritairement en substitution de l'hydrogène carboné utilisé aujourd'hui — et à 30 % dans le secteur de la mobilité. De plus, la stratégie nationale prévoit qu'une partie des crédits soutiendra l'innovation, la recherche et le développement des compétences pour favoriser les solutions techniques et les usages de demain.

Plus récemment, la Première ministre a annoncé le 28 septembre 2022 que l'objectif de capacité de production nationale d'hydrogène décarboné en 2030 est rehaussé à 10,5 GW.

1.3. Les régions sont également mobilisées

Les régions françaises s'intéressent très attentivement au développement de la filière hydrogène. Ainsi, à une exception près, toutes les régions métropolitaines étaient présentes au salon Hyvolution en mai 2022, chacune accueillant sur son stand des entreprises de la filière, petites ou grandes, actives sur son territoire (cf. Encadré 1).

Les régions interviennent seules ou en accompagnement de l'ADEME, ou sur des projets

Encadré 1. ZERO EMISSION VALLEY

Le projet de vallée de l'hydrogène *Zero emission Valley*, porté par la région Auvergne-Rhône-Alpes (AuRA), est un des tout premiers exemples de démonstration mis en place. Son objectif est d'amorcer la filière hydrogène à travers la mobilité décarbonée dans toute la région. Aujourd'hui sont réunis, aux côtés de la région AuRA, ENGIE, Michelin, la Banque des territoires (Caisse des dépôts et consignations) et le Crédit agricole.

Le projet *Zero emission Valley* en quelques chiffres :

- 20 stations à hydrogène déployées d'ici à 2024
- plus de 400 véhicules (utilitaires et véhicules de tourisme)
- montant global du projet : 70 M€ dont 15 M€ de la région AuRA, 10 M€ de fonds européens, 14 M€ de l'Agence de la transition écologique (ADEME).

bénéficiant de fonds européens. Il est difficile d'évaluer le montant financier global de cet effort.

1.4. Des projets foisonnants, mais des réalisations effectives encore très modestes

Les éléments de bilan des appels à projets (AAP) de l'ADEME donnent une première indication, partielle, sur la dynamique du développement de la filière hydrogène. Ainsi, en faisant le bilan de ses deux AAP lancés en 2018 (Écosystèmes de mobilité) et en 2020 (Écosystèmes territoriaux) relatifs à des «écosystèmes» associant production, distribution et usages de l'hydrogène (pour la mobilité ou l'industrie), l'ADEME a recensé fin 2021 des projets concernant un total de 1 500 véhicules légers et 340 véhicules lourds, grâce à 77 stations de distribution et 58 MW de production par électrolyse. Toutefois la temporalité de ces projets n'est pas connue.

Un nouvel AAP clos en septembre 2021 a permis à l'ADEME de recenser 59 nouveaux projets, pour un coût de 2 093 M€, et des aides demandées à hauteur de 746 M€. Ces projets, s'ils étaient tous financés et tous réalisés, pourraient concerner 2 630 véhicules légers, 1 492 véhicules lourds, et 295 engins, ainsi que 86 stations additionnelles et une puissance additionnelle de 146 MW de production. Ces projets sont en cours d'analyse et les échéances de réalisation ne sont pas connues.

Le très grand foisonnement des projets portés par les acteurs de la filière est frappant. Les chapitres suivants en dressent un panorama plus détaillé. On assiste ainsi à un engouement très fort, et malgré les fortes incertitudes décrites ci-après, quelques entreprises rencontrées, start-up ou PME, ont réalisé récemment sur les marchés financiers des levées de fonds importantes, de l'ordre de 100 M€ ou supérieures.

1.5. Mais des incertitudes majeures concernent plusieurs déterminants clés pour l'avenir de la filière

1.5.1. De quel hydrogène parle-t-on ?

Cf. Encadré 2.

Il faut souligner que, dès aujourd'hui, le mix énergétique français permet d'assurer que l'hydrogène produit en France par électrolyse respecte le seuil de 3 kg d'émissions de CO₂ par kilogramme d'hydrogène fixé par la Commission européenne.

1.5.2. Comment vont évoluer les prix de l'électricité ?

L'achat d'électricité représentait dans les conditions économiques de 2021, avant les fortes hausses du prix de l'énergie, environ 75 % du coût de production de l'hydrogène par électrolyse.

Encadré 2. LES COULEURS DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est qualifié par une couleur selon son procédé de fabrication. Les 4 couleurs principales sont les suivantes :

- l'hydrogène « gris » est produit par vaporeformage du gaz naturel ;
- l'hydrogène « bleu » est de même origine mais le process comprend en plus capture et stockage ou utilisation du dioxyde de carbone produit par le procédé de reformage ;
- l'hydrogène « vert » est produit par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité « renouvelable » produite à partir d'énergie solaire, éolienne ou hydroélectrique ;
- l'hydrogène « jaune » est fabriqué par électrolyse en utilisant de l'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire.

L'hydrogène vert, bleu ou jaune est qualifié de « bas carbone » ou « décarboné ».

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

Source	Configuration	Prix de l'électricité	CAPEX électrolyseur	Taux de charge	€/kilo d'hydrogène
Hydrogen Council	Autoproduction	13 à 37 \$/MWh	250 \$/kW		2,3 \$ (1,2 \$ dans les régions à fortes ressources renouvelables)
Agence Internationale de l'Énergie	Autoproduction (éolien <i>offshore</i> en mer du Nord)	38 à 70 €/MWh	581 €/kW	40 à 60 %	2,5 à 3,5 €
RTE	Autoproduction (photovoltaïque, scénario de référence)	43 €/MWh	700 €/kW	<30 %	3,8 €
RTE	Autoproduction (scénario optimiste de baisse des coûts du photovoltaïque de 30 % par rapport au scénario de référence)				2,6 €
Comité de prospective de la CRE – estimation scénario favorable	Réseau	46,2 €/MWh (prix sur le marché de gros à 44 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	250 €/kW	>50 %	3,1 €
Comité de prospective de la CRE – estimation défavorable	Réseau	62,24 €/MWh (prix sur le marché de gros à 60 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	500 €/kW	>50 %	4,3 €
EDF	Réseau	50 €/MWh	850 €/kW	4500-7500 h	3,8 €

Tableau 1. Coût de l'hydrogène à l'horizon 2030 selon différents scénarios et hypothèses

Source : Le vecteur hydrogène, CRE, juin 2021

Le prix de l'électricité est donc un déterminant clé du coût de l'hydrogène décarboné, mais son évolution apparaît problématique depuis le début de l'année 2022, marquée par le conflit en Ukraine et ses conséquences en termes d'approvisionnement en gaz des pays européens, conjugué à un problème de disponibilité de nombreux réacteurs nucléaires en France, qui se traduisent par une très forte augmentation des prix de l'électricité sur

les marchés. On peut rappeler que la Commission européenne a évoqué la fourchette allant de 1,1 à 2,4 €/kg pour l'objectif de coût de production de l'hydrogène par électrolyse en 2030 (ce qui correspond essentiellement au coût actuel de production de l'hydrogène gris); et que, s'agissant du prix «à la pompe» de l'hydrogène décarboné (qui est bien sûr supérieur au coût «à la sortie de l'électrolyseur»), l'ADEME fixe dans ses AAP

un objectif de 9 €/kg. Il y avait donc — dans les conditions économiques de 2021, avant les fortes hausses du prix de l'énergie — un ratio proche de 4 entre le coût de production de l'hydrogène décarboné et celui de l'hydrogène gris.

Pour mémoire — et même si ces projections sont à prendre aujourd'hui avec de très grandes précautions — on rappelle aussi les projections du coût de l'hydrogène décrites en juin 2021 dans une étude de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans cette situation complexe, de nombreuses questions se posent, en commençant par celle de l'évolution du marché européen de l'électricité. L'évolution du « prix du carbone » aura aussi un impact important sur la rentabilité de l'utilisation de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie lourde.

1.5.3. À quel rythme et jusqu'à quel niveau va se développer dans les prochaines années la production d'électricité renouvelable ?

Selon l'économiste anglais des nouvelles énergies Michael Liebreich [Liebreich, 2020], la stratégie européenne de l'hydrogène conduit à un doublement de la demande électrique en Europe d'ici à 2050, donc aussi à un doublement de sa capacité de production d'électricité et à un renforcement notable de son réseau de distribution. En effet, le besoin spécifique pour la production d'hydrogène vert est estimé à 500 GW en 2050 [Commission européenne, 2020], alors que la puissance maximale de pointe appelée en Europe en 2020 est estimée à 546 GW.

Pour la France, le scénario « Hydrogène + » de RTE (Réseau de transport d'électricité), dans lequel les usages de l'hydrogène se développeraient massivement au détriment des autres sources d'énergies décarbonées, prévoit à l'horizon 2050 une consommation de 130 TWh/an d'hydrogène produit en France par électrolyse ; soit, compte tenu du rendement de l'électrolyse, un appel de l'ordre de 200 TWh/an d'électricité, à comparer à la consommation d'électricité actuelle, soit 439 TWh/an en 2018. Un tel scénario

implique donc une progression très importante de la production nationale d'électricité.

Ces chiffres sont si importants qu'on ne peut pas faire l'hypothèse d'un hydrogène produit en Europe à bas coût uniquement à partir de l'électricité renouvelable excédentaire. Notamment, certains acteurs voyaient jusqu'à récemment le vecteur énergétique hydrogène comme un moyen peu coûteux de stocker des « surplus d'énergie électrique », ce qui permettrait d'augmenter la flexibilité du système énergétique national. Cette perspective apparaît aujourd'hui comme très hypothétique : il est très peu probable qu'elle se concrétise avant la décennie 2040.

Ces chiffres posent aussi la question de l'importation d'hydrogène, sujet sur lequel certains pays européens ont retenu pour l'instant des options stratégiques très contrastées : schématiquement la France, à l'instar de la Chine, du Royaume-Uni et des États-Unis, compte développer à la fois la production et les usages de l'hydrogène bas carbone pour assurer au moins une certaine proportion d'autosuffisance, alors que l'Allemagne, les Pays-Bas et le Japon envisagent d'importer massivement de l'hydrogène vert ou des produits dérivés comme l'ammoniac.

1.5.4. À quel rythme les prix des équipements – et des usages – vont-ils baisser ?

Cette question concerne des équipements qui interviennent dans la production de l'hydrogène décarboné (notamment les électrolyseurs), mais aussi et surtout des équipements intervenant du côté de l'utilisation de l'hydrogène, par exemple les piles à combustible qui, à bord des véhicules, produisent à partir de l'hydrogène l'électricité qui alimente le moteur électrique. Le chemin à parcourir en matière de baisse des prix est important comme le montre l'Encadré 3.

À titre d'illustration, les Figures 1 et 2, extraites de deux études prospectives à l'horizon 2050 montrent l'ampleur des incertitudes — et la grande largeur du spectre des scénarios envisagés — concernant le développement de l'hydrogène en France, vu sous l'angle des usages.

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

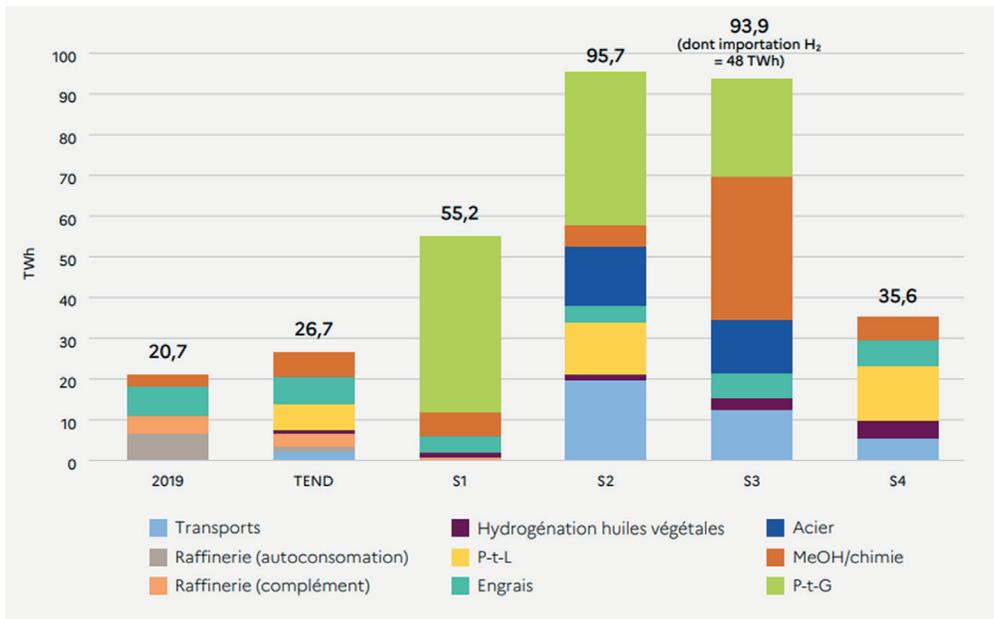
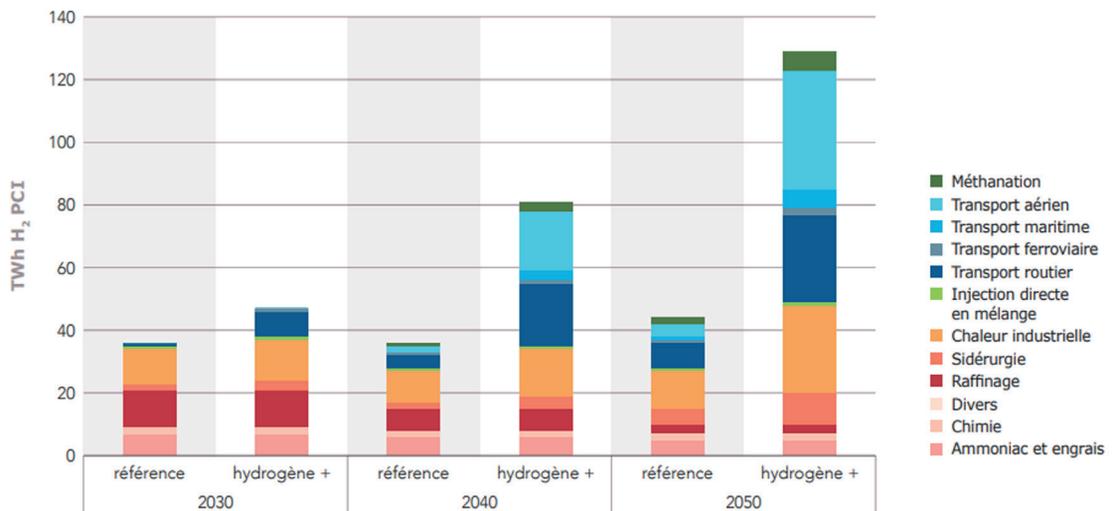


Figure 1. Consommation totale d'hydrogène dans les scénarios 2050 de l'ADEME

Source : L'industrie et l'hydrogène dans les scénarios Transition(s) 2050, ADEME, janvier 2022



**Figure 2. Consommation d'hydrogène en 2030, 2040 et 2050 selon RTE
(hors utilisation pour la production électrique)**

Source : Futurs énergétiques 2050, Le rôle de l'hydrogène et des couplages, RTE, février 2022.

L'étude distingue un scénario de référence et un scénario «hydrogène +».

Encadré 3. LES PRIX – AVANT SUBVENTION – DE QUELQUES VÉHICULES À HYDROGÈNE

Les éléments suivants ont été recueillis par la mission au cours de ses entretiens :

- le prix actuel d'un bus diesel est d'environ 250 k€, celui d'un bus électrique (à batteries) est compris entre 500 et 600 k€, celui d'un bus à hydrogène est d'environ 750 k€ (source : RATP);
- les prix actuels d'un VUL thermique et d'un VUL électrique (à batterie) sont respectivement de 28 et 50 k€ (prix catalogue Stellantis), alors que le prix actuel d'un VUL à hydrogène est de 116 k€ (source : Plateforme automobile);
- le prix d'achat d'une voiture à hydrogène Toyota Mirai est d'environ 71,5 k€ (prix catalogue).

2. Les projets industriels, dépendants du financement public

2.1. Des projets de très grande taille, très onéreux, souvent financés dans le cadre des Projets importants d'intérêt européen commun

Dans le cadre du plan de relance, l'État français a lancé un appel à manifestations d'intérêt (AMI) traité à titre dérogatoire dans le cadre des aides d'État susceptibles d'être attribuées à des projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC), en lien avec la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne.

Dans ce cadre, 15 projets ont été présentés à la Commission en 2021 au titre de la prénotification : ils ont été validés par la Direction générale de la concurrence en mars 2022. En France, ces dossiers sont gérés par la Direction générale des entreprises (DGE) du ministère de l'Économie, la Banque publique d'investissement Bpifrance, et le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI). D'autres projets sont en cours d'instruction.

Ces projets sont brièvement présentés ci-dessous en trois groupes :

- les dossiers de production d'hydrogène décarboné par électrolyse;

- les dossiers innovants pour lesquels l'hydrogène est la solution de décarbonation privilégiée;
- les dossiers des fournisseurs de technologie.

Outre le financement des investissements, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) prévoit un mécanisme de soutien sous la forme de « contrats pour différence » pour soutenir l'exploitation. Pour les projets PIIEC, ces soutiens assurent l'équilibre des projets pendant une phase d'expérimentation correspondant à la durée d'amortissement comptable des installations, soit jusque vers 2045.

2.1.1. Production d'hydrogène décarboné

Sont décrits ici les grands projets de production d'hydrogène décarboné. Il peut s'agir de projets de production intégrés sur des sites industriels qui utilisent déjà de l'hydrogène, comme la raffinerie, pour lesquels l'enjeu principal est la décarbonation, ou bien de projets de production d'hydrogène en quantité importante pour un usage industriel local.

- Le projet Masshylia vise à approvisionner en partie la raffinerie TotalEnergies de la Mède à Châteauneuf-les-Martigues (13) en hydrogène décarboné en remplacement de l'hydrogène gris. Les partenaires leaders du projet sont TotalEnergies et ENGIE. Une partie de

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

l'aide demandée à l'État a vocation à couvrir des coûts opérationnels et à ramener l'hydrogène à un coût acceptable pour le client jusqu'en 2044.

- Air Liquide a un projet, Normandhy, pour produire de l'hydrogène par électrolyse sur la zone pétrochimique de Port-Jérôme (76). Le projet porte sur une puissance de 200 MW. Il utilisera la technologie d'électrolyseur par membrane échangeuse d'ions fournie par Siemens.
- Le projet d'Air Liquide à Dunkerque (59) est dédié à l'utilisation d'hydrogène décarboné par ArcelorMittal pour la fabrication d'acier. La première phase prévoit une installation de 100 MW en 2025.

2.1.2. Utilisation industrielle d'hydrogène décarboné

Deux projets sont proposés par les industriels :

- Le projet d'ArcelorMittal à Dunkerque : à la différence des raffineries ou d'autres industries déjà utilisatrices d'hydrogène — où l'enjeu des prochaines années est de remplacer l'hydrogène gris par l'hydrogène décarboné, sans changement des procédés industriels — la sidérurgie se projette vers des changements en profondeur de ses procédés de fabrication, notamment en développant l'utilisation d'hydrogène pour réduire le minerai de fer et fabriquer du fer pré-réduit (plus connu sous son nom anglais de DRI, *direct reduced iron*), à partir duquel est ensuite produit de l'acier décarboné. L'enjeu est considérable : ArcelorMittal vise de réduire de 40 % environ d'ici à 2030 ses émissions de gaz à effet de serre en France.
- Le projet Hynovi de Vicat et Hynamics, à Montalieu-Vercieu (38), vise à capturer et utiliser le dioxyde de carbone issu des cimenteries pour le transformer en méthanol en le faisant réagir avec de l'hydrogène. La production de méthanol décarboné dans ce cadre pourrait atteindre 4 Mt/an à partir de 2025.

D'autres projets ont été identifiés dans la base de données Vig'Hy de France Hydrogène, par exemple :

- Un projet du fabricant d'engrais Borealis et d'Hynamics, filiale d'EDF, a été annoncé en novembre 2021, pour produire des engrais à partir d'hydrogène à Ottmarsheim (68). Le démarrage est prévu en 2025.
- L'entreprise Yara a un projet comparable en Nouvelle-Aquitaine, à Ambés (33).

On doit donc s'attendre à ce que, du point de vue de la demande industrielle, la consommation d'hydrogène reste très concentrée sur quelques sites, dont une part importante utilise déjà de l'hydrogène.

2.1.3. Fournisseurs de technologies

Dans le but de proposer des offres technologiques et commerciales françaises, différents projets sont en cours d'étude, parmi lesquels :

Quatre projets de fabrication d'électrolyseurs :

- John Cockerill, société belge, compte s'implanter à Aspach (67) pour fabriquer des électrolyseurs alcalins comme elle le fait déjà notamment en Chine.
- Le projet de McPhy à Belfort-Montbéliard (90) porte sur la même technologie d'électrolyseurs alcalins.
- La société Elogen, filiale de GazTransport & Technigaz (spécialiste des cuves pour le transport maritime) prévoit de s'implanter à Vendôme (41). Elle travaille sur une technologie à base de membrane échangeuse de protons (PEM).
- Enfin Genvia, la start-up filiale du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) et de Schlumberger installée à Béziers, travaille sur la fabrication d'électrolyseurs à haute température sur la base

de la technologie de membranes échangeuses d'anions.

Quelques projets portent sur les piles à combustible — qu'il s'agisse du *stack* ou cœur de pile ou de ses matériels auxiliaires, qui constituent ensemble les « systèmes piles ».

Il s'agit notamment :

- du projet de Symbio, entreprise détenue à parts égales par Faurecia et Michelin,
- et du projet d'Arkema, qui porte à la fois sur les membranes pour les piles et sur des matériaux polymères pour les réservoirs d'hydrogène.

Deux projets concernent la construction de véhicules terrestres à hydrogène :

- Un projet porté par Alstom porte sur le développement de trains régionaux, dont les premières livraisons ont été réalisées en Allemagne (voir le chapitre 3).
- Le projet porté par Hyvia, la coentreprise de Renault et Plug Power, vise à commercialiser des véhicules commerciaux de 3,5 t à 5 t équipés de piles à combustible.

Enfin, deux projets portent sur la fabrication de réservoirs d'hydrogène pour la mobilité :

- Le projet Historhy Next porté par Faurecia consiste à développer et industrialiser deux générations de réservoirs d'hydrogène gazeux en fibre de carbone, et une génération de réservoirs permettant de stocker de l'hydrogène liquide à très basse température.
- Plastic Omnium va développer et industrialiser des réservoirs haute pression longs et fins afin d'optimiser le stockage d'hydrogène pour la mobilité.

2.2. Les autres projets : une très grande diversité

Trois sources d'information sur les projets en cours en France ont été mises à profit : le site de France Hydrogène Vig'Hy, des données publiées sur le site de l'ADEME, et des renseignements pris directement auprès de l'administration (les DREAL en particulier). Au total, la liste ci-dessous ne prétend à aucune exhaustivité.

2.2.1. Production d'hydrogène

La politique de développement d'écosystèmes de proximité et d'expérimentations a conduit à développer des petites installations de production d'hydrogène à partir d'électricité décarbonée. Les stations-service de distribution d'hydrogène pour la mobilité sont elles aussi parfois couplées à des unités de production de petite taille.

Parmi les installations d'électrolyse, on peut citer les expérimentations suivantes :

- en Provence, à Port-de-Bouc (13), 9000 t/an, Signes (83), 2 t/j, Toulon (83), 10 t/j;
- dans les Hauts-de-France, à Loon-Plage (59) et à Venette (60), 26 MWh/an;
- en Nouvelle-Aquitaine à Saucats (33), installation associée à une centrale solaire.

Un projet spécifique de l'entreprise Haffner à Montmarault (03) porte sur la production d'hydrogène par thermolyse de la biomasse.

D'autres travaux sont menés sur la production d'hydrogène à partir de biomasse. Il s'agit notamment de projets à Chambœuf (21) et à Strasbourg (67).

2.2.2. Utilisation de l'hydrogène pour le stockage d'énergie

Dans les futurs réseaux électriques, l'hydrogène est envisageable pour stocker de l'énergie produite à partir de sources d'énergie intermittentes (éolien, solaire). Ce type de solution est

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

envisagé en particulier pour améliorer l'approvisionnement en électricité de zones non interconnectées. Ce rôle de « l'hydrogène vecteur énergétique » pourrait aussi permettre de transporter de l'énergie sur de longues distances, par exemple entre les éoliennes en mer éloignées des côtes et le continent.

- Il existe deux projets de ce type à Saillat (86) et Angoulême (16) en Nouvelle-Aquitaine.
- Une barge expérimentale pour la production d'hydrogène au pied d'éoliennes en mer est en cours de test au large de Saint-Nazaire (44).
- Le site Vig'hy identifie une installation sur un site isolé au refuge du Palet en Vanoise (73) équipé d'une pile à combustible approvisionnée par des bouteilles d'hydrogène.

Ces applications sont très contraintes par le rendement énergétique des transformations. Les meilleures technologies actuelles ne permettent pas d'envisager des rendements de la chaîne électricité-hydrogène-électricité supérieurs à 30 %.

2.2.3. Production de carburants de synthèse

Dans le cadre de la décarbonation de l'économie, il est envisagé de développer des e-carburants produits à partir d'électricité et utilisant du carbone issu des procédés de capture, séquestration et usage du CO₂ (CCUS : *carbone capture, utilisation and storage*). L'industrie aéronautique est notamment très intéressée par ces e-carburants ; des obligations d'incorporation de carburants de synthèse (*e-fuel*) sont d'ailleurs envisagées dans les nouvelles directives sur les énergies renouvelables (*Renewable energy directive* : directive RED).

Le rendement de ces chaînes énergétiques devra être étudié avec soin, à l'exemple de la production de méthanol du projet Hinovi (voir la section 2.1.2). Il existe un autre projet de production de méthanol à Gardanne (13) : Hybiol. Le projet Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer (13), qui devait initialement produire du méthane de synthèse, injecte plutôt de l'hydrogène dans le réseau de

gaz naturel, à l'instar du projet GrHyd mené à Dunkerque (59) dans les années 2010. À Châteauroux (36), le projet Marhysol d'ENGIE porte sur la méthanation (production de méthane à partir de monoxyde ou dioxyde de carbone et d'hydrogène). Un autre projet du même type est en cours à Angers (49).

2.2.4. Chariots élévateurs à hydrogène

L'utilisation d'hydrogène pour les chariots élévateurs dans les entrepôts et les centres logistiques se développe. Les chariots sont équipés d'une pile d'environ 10 kW. Les gestionnaires de plateformes logistiques comme Walmart aux États-Unis, Ikea, Lidl à Carquefou (44) en partenariat avec Lhyfe, Carrefour à Vendin-le-Vieil (62), utilisent déjà cette solution. Michelin, qui utilise des chariots élévateurs sur un de ses centres logistiques aux États-Unis, les expérimente à Vannes (56).

3. Pour la mobilité, les projets foisonnent mais l'écart reste grand entre les rêves et les réalisations

Contributeur majeur à l'effet de serre, la mobilité est sans conteste, après l'industrie lourde, le principal champ d'expérimentation des nouveaux usages de l'hydrogène, qui y est cependant en concurrence avec d'autres sources d'énergies décarbonées comme les batteries.

L'hydrogène, dont la densité énergétique est nettement inférieure à celle des carburants fossiles, jouit en revanche d'avantages indéniables en comparaison de l'alimentation électrique par batterie : outre un temps court de remplissage du réservoir, il nécessite un espace deux à quatre fois moindre (selon le modèle : quatre fois pour la Zoé, deux fois si l'on se réfère aux meilleures batteries lithium-ion du moment) et, réservoir compris, il pèse près de quatre fois moins. L'hydrogène se situe ainsi en position intermédiaire entre les hydrocarbures, aux qualités pratiques incomparables mais que la lutte contre le changement climatique a condamnés, et les batteries embarquées — qui sont cependant nettement plus efficaces du point de vue énergétique.

Pour le transport maritime, un calcul sommaire appliqué aux gros supertankers des mers montre que la solution batterie est hors de portée à la fois en termes de prix et en termes de poids, alors que la solution hydrogène pourrait être envisagée — de préférence sous forme d'hydrogène liquide ou sous forme d'ammoniac, de méthanol ou d'e-carburants. Toutefois, de même que dans l'aéronautique, c'est plutôt dans le domaine du court et moyen-courrier soumis à des rotations fréquentes (ferry dans le transport maritime...) que l'hydrogène pourrait trouver sa place.

Les développements actuels de la mobilité hydrogène sont très variés.

3.1. Les autorités organisatrices de la mobilité, prescripteurs engagés

Certaines collectivités territoriales ont entamé dès 2019 la conversion à l'hydrogène d'une partie de leur flotte de bus. C'est le cas d'Artois Mobilités à Lens (62), de l'agglomération de Pau (64) et d'Île-de-France Mobilités. Le nombre de bus à hydrogène en circulation devrait atteindre la

centaine en 2024, et pourrait dépasser 500 à la fin de la décennie. Il faut toutefois garder à l'esprit que l'équilibre économique de ces solutions de mobilité n'est aujourd'hui assuré que par un apport substantiel de crédits publics, et que la «trajectoire d'apprentissage» prendra encore plusieurs années.

Les régions, autorités organisatrices du transport ferroviaire et urbain, quant à elles, s'intéressent au train à hydrogène qui a vocation à occuper le créneau assez étroit des trains régionaux circulant sur voies non électrifiées. Quatre régions (Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche Comté et Grand Est) ont obtenu le soutien de l'ADEME, pour acheter et faire circuler sur certaines de leurs petites lignes 14 rames à hydrogène développées par Alstom. Ces rames seront très proches de celles qui viennent d'entrer en service commercial sous le nom de iLint en Allemagne du Nord.

Alstom estime que la très grande majorité des 1 200 trains de voyageurs existants avec motorisation diesel seront remplacés par des trains

DECARBONIZED ENERGY EFFICIENCIES

For a 16-ton urban distribution truck in 2025

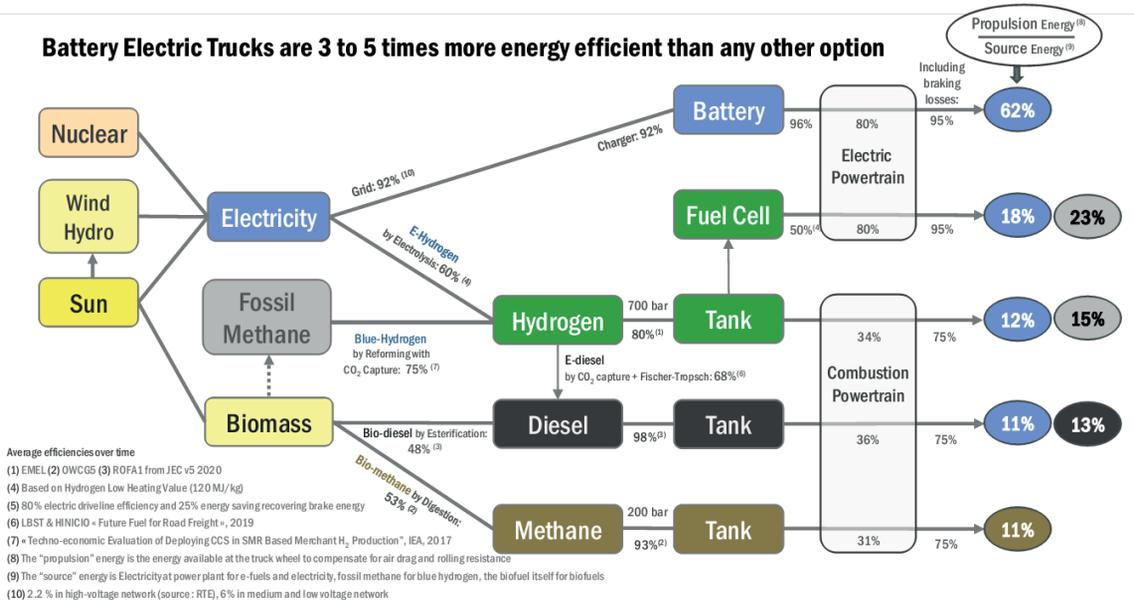


Figure 3. Efficacité énergétique respective des différents modes de propulsion pour poids lourds

Source : Road freight decarbonisation, Renault Trucks, avril 2022

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

décarbonés d'ici 2040, dont environ un tiers de trains à hydrogène.

3.2. L'hydrogène s'invite dans d'autres projets de mobilité routière

Outre les bus et les trains évoqués ci-dessus, très peu de véhicules à hydrogène circulent aujourd'hui en France si on se limite au domaine de la mobilité lourde qui est ciblé dans la stratégie nationale. Des initiatives se développent dans des « segments » intermédiaires, notamment les véhicules utilitaires légers (VUL), dont l'usage intensif regroupe, pour certains types de missions, un ensemble de spécificités favorable à l'hydrogène (autonomie, poids des équipements embarqués, temps de recharge). Il faut citer aussi le développement, moins attendu, des taxis à hydrogène en région parisienne : environ 300 taxis à hydrogène du modèle Toyota Mirai circulent aujourd'hui à Paris et en petite couronne, soit un nombre très supérieur à celui de l'ensemble des autres véhicules routiers à hydrogène en circulation en France. Ces taxis sont principalement des voitures Toyota Mirai.

Au dernier trimestre 2022, une cinquantaine de stations sont en service en France (s'y ajoutent des petites stations non répertoriées car distribuant moins de 2 kg d'hydrogène par jour). L'hydrogène est stocké en station en phase gazeuse, à des pressions pouvant aller jusqu'à 500 bar voire 1 000 bar pour pouvoir alimenter les réservoirs à 350 ou 700 bar placés dans les véhicules. La quasi-totalité des stations stockent une quantité d'hydrogène inférieure à 1 tonne.

Le marché des bus à hydrogène est en phase de démarrage : on estime à 5 000 leur nombre dans le monde, dont 4 000 en Chine. Quatre sociétés européennes proposent des bus à hydrogène à leur catalogue : Safra à Albi (81), Van Hool (Belgique), Caetano (Portugal) et Solaris (Pologne). L'entreprise Daimler a annoncé qu'elle proposera un bus à hydrogène en 2026-2027. L'objectif de Safra, par exemple, est de produire en 2025 300 bus à hydrogène par an (150 neufs et 150 par rétrofit).

Il apparaît que, dans le domaine de la mobilité terrestre, l'hydrogène n'a pas vocation à occuper l'ensemble des créneaux, mais seulement quelques-uns.

En la matière, on en est encore au stade des expérimentations, même si certaines sont plus avancées que d'autres. Ces zones de pertinence de l'hydrogène ne peuvent pas encore être complètement cernées de façon définitive, d'autant plus que les expérimentations et les projets en cours devront à un moment réussir le test de leur rentabilité économique.

Outre les sujets liés aux « valeurs d'usage » des véhicules à hydrogène et ceux liés à l'équilibre économique de leurs usages, les réflexions sur la place de l'hydrogène dans le domaine de la mobilité devront aussi prendre en compte les éléments liés au rendement énergétique de l'ensemble de la « chaîne », comme l'illustre la Figure 3, communiquée par Renault Trucks.

La question de la concurrence entre les véhicules à batterie et les véhicules à hydrogène dépend de plusieurs éléments importants : le prix des véhicules et de leur entretien, le prix des carburants, mais aussi les profils de missions. Pour les missions longues, le poids et l'autonomie limitée des batteries restent des obstacles qui semblent difficilement surmontables. Ce constat favorise le choix de l'hydrogène pour les missions longues, sous réserve de la disponibilité de piles à combustible (et d'autres équipements : compresseurs d'air, humidificateurs, réservoirs) fiables et à des prix acceptables. Cette condition est mieux remplie aujourd'hui pour les VUL qui peuvent utiliser des piles de moindre puissance, que pour les poids lourds.

3.3. Des perspectives pour le transport aérien et les aéroports, qui restent à confirmer

Pour s'imposer dans le transport aérien, l'hydrogène devra surmonter le handicap de sa faible densité énergétique volumique. Néanmoins, il pourrait être un des plus sérieux concurrents décarbonés du kérosène. Airbus l'a compris, qui affiche sa volonté de faire voler dès 2035 des

avions moyen-courriers de 200 places propulsés à l'hydrogène liquide. Outre les sujets liés à la géométrie des avions — que le volume des réservoirs implique de modifier — de nombreux autres problèmes technologiques devront être maîtrisés : le maintien de la chaîne de froid à -253 °C , le choix entre la pile à combustible et la combustion directe, l'écoulement de l'hydrogène diphasique et la montée en température du gaz avant son injection dans la pile ou dans la chambre de combustion, la prévention des fuites d'hydrogène, l'attaque et la fragilisation des pièces métalliques au contact, la qualification des matériaux, etc.

Il est clair que la conversion au moins partielle du parc aéronautique ne se fera pas brutalement et qu'il faut l'anticiper en prévoyant d'équiper certains aéroports des installations nécessaires pour avitailler les avions en hydrogène liquide. À l'horizon 2050, si l'hydrogène a entre-temps réussi sa percée dans l'avion de ligne, les quantités d'hydrogène nécessaires pourraient atteindre 800 t/jour à Roissy-CDG et 400 à Orly selon les estimations données par Aéroports de Paris (ADP) — des quantités très supérieures aux 100 à 200 kg par jour fournis aujourd'hui par la station-service à hydrogène de Roissy. Et contrairement aux stations actuelles, l'hydrogène pour les avions devra être stocké sous forme liquide, dans des conditions encore plus exigeantes.

Airbus a mis en place en 2021 un groupe de travail avec les grands gestionnaires d'aéroports (ADP et Toulouse-Blagnac), les professionnels de l'assistance en escale, les pétroliers avitailleurs, Air Liquide, le Stac (DGAC), l'École nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers (Ensosp) d'Aix-en-Provence et l'Ineris.

3.4. Des perspectives à clarifier pour le transport maritime et pour les ports

L'alimentation par batterie électrique est exclue dans le cas des navires transocéaniques, compte tenu du volume, du poids et du coût des batteries nécessaires à la tenue en mer pendant plusieurs jours. L'hydrogène pourrait se positionner sur ce marché. Toutefois, c'est plutôt dans l'assistance portuaire et dans les court et moyen-courriers (le

ferry notamment) qu'il pourrait dans un premier temps trouver sa place.

Mais l'hydrogène dans le maritime, ce n'est pas seulement un vecteur énergétique : ce peut être aussi une marchandise. Le transport d'hydrogène à l'état liquide à -253 °C semble possible car la technologie est déjà maîtrisée pour d'autres gaz comme le méthane (à -161 °C). D'autres possibilités sont envisagées, notamment le transport de l'ammoniac, plus facile à liquéfier (à -33 °C), mais dont le craquage après transport pour obtenir de l'hydrogène présente des difficultés. Autre option, le transport sous forme de *Liquid organic hydrogen carrier* (LOHC), obtenu en incorporant des atomes d'hydrogène sur une molécule aromatique, et liquide à une température proche de 0 °C . Le transport de LOHC est proposé par la société japonaise Chiyoda — qui a déjà réalisé des livraisons sur des trajets intercontinentaux — et par l'entreprise allemande Hydrogenious. La technologie suppose toutefois hydrogénation puis, à l'arrivée, déshydrogénation d'une molécule complexe ; elle a un rendement médiocre et un coût jugé encore excessif.

À la différence du domaine aérien où la présence d'un leader mondial comme Airbus a permis de démarrer une réflexion collective, les ports maritimes français semblent réfléchir individuellement à ces questions. Une réflexion collective sur les impacts du développement de l'hydrogène pour le transport maritime et pour les ports doit être lancée, en y associant tous les acteurs : ports maritimes, chantiers navals, comme les Chantiers de l'Atlantique, et armateurs. C'est un enjeu majeur pour l'avenir de nos ports maritimes.

4. Le transport interrégional et intra-européen et le stockage d'hydrogène

4.1. Le transport d'hydrogène par canalisation

Il est difficile d'imaginer une perspective de développement de l'hydrogène décarboné dans laquelle l'adéquation entre les localisations respectives de la production et de la consommation serait suffisamment bonne pour permettre de ne

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

pas avoir besoin de transporter l'hydrogène. Le transport interrégional permettra aussi de mettre en réseau les bassins d'utilisation de l'hydrogène avec les principaux sites de stockage.

Cependant, le transport d'hydrogène par canalisation soulève des questions techniques spécifiques avec d'une part un risque de fragilisation par l'hydrogène des aciers des canalisations et d'autre part un risque de fuite plus élevé avec l'hydrogène qu'avec le gaz naturel. Ces risques sont maîtrisés aujourd'hui en environnement industriel fermé, par Air Liquide et par les industries consommatrices d'hydrogène. Leur prévention passe par la surveillance et le contrôle de l'intégrité des canalisations, la détection des fuites, ou encore les adaptations des équipements et leur capacité à limiter le plus possible les variations de pression, mais aussi des sujets tels que le niveau de la pression et du débit de l'hydrogène transporté, qui sont liés à la fois à la sécurité du transport et à ses aspects économiques.

Il est clair qu'un déploiement plus large du transport d'hydrogène par canalisation enterrée exigera des précautions particulières et nécessite au préalable des travaux de recherche et développement et des expérimentations. GRTgaz et Teréga se sont engagés dans ce type de travaux.

La stratégie française met l'accent sur la production d'hydrogène sur le territoire national et n'évoque pas le sujet de l'importation, alors que d'autres pays d'Europe ont annoncé des choix très différents. En particulier, l'Allemagne et les Pays-Bas envisagent d'importer massivement de l'hydrogène vert, qui pourrait provenir soit de pays européens voisins (Andalousie, en utilisant de l'électricité d'origine solaire, ou mer du Nord en utilisant de l'électricité d'origine éolienne) et être transporté par canalisation, soit de régions plus éloignées (Afrique du Nord, voire régions plus lointaines reliées par voie maritime).

En octobre 2022, deux annonces ont été faites concernant le transport intra-européen de l'hydrogène : d'une part un projet de gazoduc sous-marin entre Barcelone et Marseille, d'autre part un

projet de navette maritime dédiée entre Algésiras (Espagne) et Rotterdam.

4.2. Le stockage d'hydrogène

En complément des capacités de transport gazier, disposer de capacités de stockage est nécessaire pour permettre « d'absorber » d'une part les fluctuations et les aléas de la production, et d'autre part les variations de la consommation. Or, dans son étude sur les futurs énergétiques de la France en 2050, RTE évalue le besoin de stockage d'hydrogène en France à plusieurs dizaines de térawattheures. Au regard de cette estimation, les capacités de stockage identifiées (3 à 5 TWh) sont clairement insuffisantes. Le développement de capacités de stockage supplémentaires (via l'adaptation des stockages actuels de gaz naturel ou le développement de nouvelles capacités) ou l'accès aux volumes de stockage en cavités salines dans les pays voisins (notamment en Allemagne et en mer du Nord) seront donc indispensables pour permettre le développement de l'utilisation de l'hydrogène en France.

4.3. Des choix structurants à faire dans les prochaines années

La France devra-t-elle faire le choix de l'importation massive d'hydrogène? C'est une question clé, notamment pour le développement des infrastructures de transport et de stockage.

La stratégie française de septembre 2020 s'inscrivait dans le cadre de la stratégie européenne de juillet 2020, qui ne fixait pas d'objectif concernant les importations d'hydrogène. Mais le plan RePowerEU de mai 2022 fixe désormais des perspectives très différentes, avec un objectif 2050 d'importer en Europe une quantité d'hydrogène décarboné aussi élevée que la quantité d'hydrogène décarboné produite sur le territoire européen. Ce plan impacte clairement les projets, et crée un effet d'accélération des projets de transport d'hydrogène.

Face à ces nouvelles perspectives, face aux besoins que formuleront les industries lourdes principales consommatrices d'hydrogène en

France, face aussi aux limites des capacités de stockage souterrain d'hydrogène sur le territoire national, face enfin aux questions que soulèvent certains de ces projets de transport, avec notamment le risque pour la France de devenir un «pays de transit» de l'hydrogène, qui serait transporté par canalisation à travers notre pays en provenance de l'Espagne ou de l'Afrique du Nord et à destination de l'Allemagne et du Benelux — avec toutes les questions que cela pose du point de vue de la souveraineté et sur les plans économique et environnemental, il conviendra que la France précise sa stratégie d'importation de l'hydrogène et sa vision de l'avenir du transport intra-européen.

5. Les enjeux de sécurité

L'hydrogène présente certaines caractéristiques qui induisent des risques spécifiques en matière de sécurité.

- Sa molécule étant la plus petite de toutes, l'hydrogène gazeux est très léger et il a une diffusivité élevée. D'où un risque de fuite lorsque l'hydrogène gazeux est stocké en réservoir ou circule dans des canalisations. De plus, l'hydrogène a la propriété de fragiliser certains matériaux métalliques, comme l'acier, car il peut pénétrer le cristal métallique et diffuser en son sein.
- L'hydrogène est un gaz inflammable et explosif. Sa «plage d'inflammabilité» ou «d'explosivité» dans l'air se situe entre 4 % et 75 %. Elle est beaucoup plus étendue que celle du méthane et d'autres gaz. De plus, son énergie minimale d'inflammation est particulièrement faible, inférieure à celle d'une légère décharge électrostatique, ce qui accroît le risque d'incendie ou d'explosion.

En l'état actuel de ses usages, pour l'essentiel dans de grandes industries, le risque est relativement bien maîtrisé. Mais cette observation ne préjuge pas de l'avenir, lorsque les usages concerneront beaucoup de nouveaux acteurs, moins aguerris à la maîtrise des risques.

5.1. Les risques d'incendie et d'explosion

La combustion de l'hydrogène dans l'air peut se produire selon deux modes différents :

- la déflagration, dans lequel la vitesse de propagation de la flamme est de l'ordre de 1 m/s;
- et la détonation, ou explosion, où la combustion génère une onde de choc qui se caractérise par un fort accroissement de la pression et se propage à vitesse supersonique.

Le déclenchement d'une détonation dépend des conditions de l'inflammation : de la richesse du mélange en hydrogène, des conditions de température et de pression, du scénario de l'inflammation, de la géométrie de l'écoulement gazeux et de son éventuel caractère turbulent, etc. Le risque de détonation est pratiquement nul à l'air libre, car la légèreté de l'hydrogène et sa grande diffusivité limitent localement sa concentration, réduisant fortement ce risque.

La température de flamme est d'environ 2000 °C, plus élevée que celle du méthane. La flamme est invisible — sauf en présence d'impuretés — ce qui crée un risque supplémentaire pour les interventions de secours, d'autant plus qu'elle rayonne peu. Le caractère faiblement radiatif de la flamme d'hydrogène présente aussi des avantages car il réduit le risque de propagation de l'incendie.

L'accidentologie est encore peu documentée, mais on garde la mémoire de l'explosion survenue en 2019 dans une station-service délivrant de l'hydrogène à Kjørbo en Norvège. Cet accident, qui ne fit heureusement aucune victime, serait dû à un défaut d'étanchéité dans le dispositif de stockage, qui aurait permis une fuite lente puis soudaine. D'après les estimations, c'est entre 1,5 et 3 kg d'hydrogène qui auraient été impliqués dans l'explosion. L'explosion a été suivie d'un incendie qui s'est propagé au bâtiment.

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

5.2. Les risques liés au stockage d'hydrogène

Ayant une molécule très petite, et ayant de plus une viscosité très faible, l'hydrogène stocké dans des réservoirs à l'état gazeux est particulièrement sujet aux fuites. Ce risque est fortement accru du fait que, à cause de sa faible densité énergétique, le stockage se fait à très haute pression (350, 700 ou 1000 bar selon les configurations). Une très grande attention doit donc être portée aux matériaux des réservoirs dans lesquels l'hydrogène est stocké et des canalisations dans lesquelles il circule, ainsi qu'à tous les organes de raccordement (vannes, joints, etc.), que ce soit dans les installations industrielles, dans les autres installations fixes telles que les stations-service à hydrogène, ou à bord des véhicules. Cette attention porte non seulement sur la conception et la fabrication de ces équipements, mais aussi sur leur entretien, leur maintenance et leur contrôle.

Le stockage d'hydrogène gazeux dans des citernes, réservoirs, bouteilles, fixes ou embarqués à bord de véhicules, présente donc l'ensemble des risques liés aux équipements sous pression. Une défaillance de l'enveloppe — provoquée par exemple par un choc, une corrosion ou une fissuration, ou bien par un «surremplissage» conduisant à une surpression importante, ou encore par un incendie d'origine externe — risque d'entraîner un éclatement du réservoir, avec des effets de surpression et de projection de fragments du réservoir analogues à ceux d'une explosion. L'inflammation de l'hydrogène brutalement libéré peut prendre la forme d'une boule de feu, avec ou sans détonation.

L'évocation de ce risque d'éclatement conduit à rappeler que par obligation réglementaire (*UN global technical regulation N° 13 Hydrogen and fuel cell vehicles*), les réservoirs d'hydrogène des véhicules routiers sont équipés d'un dispositif de «soupape» appelé TPRD, pour «*thermal pressure relief device*» afin d'éviter leur éclatement.

Il faut aussi mentionner un risque qui concerne les réservoirs d'hydrogène liquide à très basse température (-253 °C) : le Bleve (autre acronyme issu de l'anglais : *Boiling liquid expanding vapor*

explosion). Ce mot désigne la vaporisation violente à caractère explosif d'un liquide, consécutive à la rupture brutale du réservoir qui le contient : le phénomène peut survenir pour tout liquide cryogénique contenu dans une enceinte rigide et hermétique lorsqu'un apport thermique lui fait dépasser sa température d'ébullition. Le gaz libéré se mélange à l'air ; s'il est inflammable, comme l'est l'hydrogène, il peut former une boule de feu.

5.3. Les risques liés au transport par canalisation

Alors que les réservoirs d'hydrogène évoqués ci-dessus sont réalisés en matériaux composites, une partie des canalisations utilisées pour le transport ou la distribution du gaz (par exemple, pour le gaz naturel) sont en acier ou en alliages métalliques. De ce fait, le transport d'hydrogène dans ces canalisations présente des risques spécifiques car il a la particularité de dégrader les métaux. La littérature distingue d'une part la fragilisation par l'hydrogène, qui peut se traduire par un cloquage du métal en surface ou par l'absorption d'atomes d'hydrogène dans l'acier, provoquant la diminution de sa ductilité et une augmentation des contraintes mécaniques, voire des fissurations ; d'autre part l'attaque par l'hydrogène à haute température, qui conduit à une perte de résistance et de ductilité du matériau. La dégradation des métaux peut provoquer des fuites, voire des ruptures franches d'équipements.

5.4. Autres risques

L'hydrogène présente d'autres risques. Des risques spécifiques sont liés au stockage souterrain, typiquement dans des cavités salines. Ils concernent par exemple les interactions avec l'environnement souterrain ainsi que le rôle des bactéries, qui sont notamment susceptibles de générer du sulfure d'hydrogène (H₂S). Les nouveaux procédés de production d'hydrogène (par électrolyse haute température, gazéification de la biomasse, etc.) et ses nouveaux usages industriels (réduction directe du fer, utilisation de mélange hydrogène-méthane, etc.) présentent également des risques spécifiques. Sur un tout autre plan, on se doit d'être attentif aux actions malveillantes,

notamment sur des véhicules à hydrogène en stationnement.

5.5. L'accroissement des risques en milieu confiné : parkings et tunnels

À l'air libre, la légèreté de l'hydrogène (15 fois plus léger que l'air) le conduit à s'élever rapidement et sa forte diffusivité contribue aussi à disperser et diluer rapidement l'hydrogène. Comme on l'a vu, une flamme d'hydrogène peut se produire à l'air libre, mais le risque de déclencher une détonation est pratiquement nul.

Les conditions sont très différentes en milieu confiné. La simple présence d'un toit ou d'un auvent couvrant un réservoir ou un véhicule peut contribuer, en cas de fuite, à créer une zone d'accumulation où la concentration de l'hydrogène peut permettre l'inflammation. Dans des conditions défavorables en milieu fermé, l'éventualité d'une détonation ne peut être exclue.

La parade la plus efficace contre le risque d'explosion consiste donc à ne pas installer des équipements et ne pas faire stationner des véhicules sous toiture, mais au contraire à l'air libre ou dans un espace pourvu d'une ouverture vers le haut. À défaut, des dispositifs de prévention du risque sont indispensables : il est nécessaire que les locaux soient équipés de détecteurs d'hydrogène, et d'une ventilation dont le débit sera automatiquement accru en cas de détection afin de disperser rapidement le nuage d'hydrogène et d'éviter le mieux possible sa concentration à des niveaux dangereux. La détection et la ventilation sont des éléments-clés de la prévention des risques d'incendie et d'explosion liés à la présence des véhicules à hydrogène dans les espaces confinés.

5.6. Vers une meilleure prise en compte des enjeux de sécurité

L'hydrogène n'était utilisé, jusqu'à très récemment, que par un nombre très limité de grands acteurs industriels. Il s'agissait d'usages bien maîtrisés, sur de grandes installations industrielles très surveillées, par des acteurs aguerris en matière de

sécurité — depuis le suivi de la réglementation jusqu'à la mise en œuvre scrupuleuse de procédures qualité — et disposant de dispositifs éprouvés en matière de contrôle interne. Ce « paysage » est en train de changer profondément, sur toute la chaîne qui va de la production aux usages en passant par le transport et la distribution. Ces changements sont déjà effectifs, y compris dans le secteur de la production d'hydrogène où l'on a déjà vu apparaître de nouveaux acteurs de toute taille. À moyen terme, l'hydrogène ne sera probablement pas entre les mains de « Monsieur Tout-le-monde », mais le panorama des usages pourrait être considérablement plus « démocratisé » qu'aujourd'hui. Dès lors, assurer la sécurité du développement de la filière représente un grand défi.

L'État peut s'appuyer sur l'expertise de trois organismes aux compétences scientifiques éprouvées : le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (Ifpen) et l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris). Cette capacité d'expertise publique est précieuse.

Des travaux de recherche et développement sont nécessaires sur les questions d'absorption et de perméation de l'hydrogène dans les matériaux métalliques et de vieillissement des matériaux et des équipements. De même, la détection des fuites, la mise au point de capteurs et d'instruments de mesure plus précis que ceux dont on dispose aujourd'hui, et la mise au point de procédés de contrôle non destructif des canalisations justifient des recherches supplémentaires.

Par ailleurs, la connaissance des probabilités d'occurrence d'explosions est aujourd'hui très lacunaire. Il faut en particulier citer les sujets liés à l'évaluation du risque dans les espaces confinés, parkings et tunnels, à l'identification des principaux scénarios de risque, et à la mise au point des dispositifs de prévention nécessaires.

En résumé et en guise de conclusion, pour mieux assurer la sécurité du développement de la filière hydrogène, il faut :

Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité

- améliorer la prise de conscience et la prise en compte des enjeux de sécurité par tous les nouveaux entrants au sein de la filière ;
- former sur les sujets touchant à la sécurité hydrogène l'ensemble des acteurs de la filière ;
- poursuivre les travaux de recherche et développement et les essais nécessaires pour améliorer la compréhension de certains risques, encore insuffisamment analysés ;
- se servir des résultats obtenus pour améliorer les pratiques opérationnelles des acteurs de la filière et pour compléter la réglementation, en particulier pour ce qui concerne les espaces confinés ou semi-ouverts tels que les parkings souterrains, parkings couverts, et les tunnels ;
- veiller à une évolution de la réglementation qui soit à la fois bien dosée par rapport aux risques et aux enjeux, et en cohérence avec les obligations de sécurité fixées dans les autres pays européens.

RÉFÉRENCES

CGE et IGEDD, 2022. Emmanuel Clause, Bernard Larrourou, Michel Rostagnat, et Isabelle Wallard, «Sécurité du développement de la filière Hydrogène», <https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/securite-du-developpement-de-la-filiere-hydrogene-a3623.html>.

Commission européenne, 2020. Stratégie Hydrogène de la Commission européenne, juillet 2020.

Liebreich Michael (founder and senior contributor), 2020. BloombergNEF, <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>.

BIOGRAPHIES

Ingénieure générale des mines, ancienne élève de l'École Normale Supérieure, **ISABELLE WALLARD** a rejoint le Conseil Général de l'Économie du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle en 2015. Elle y assure la présidence de la section Régulation et ressources depuis 2021. Après une dizaine d'années dans l'administration (ministère des Transports et ministère de l'Industrie pour l'essentiel), Isabelle Wallard a occupé plusieurs postes de responsabilité au sein du groupe Aéroports de Paris de 1992 à 2015.

Né à Lyon en 1956, ancien élève de l'École Polytechnique, membre du corps des ponts, des eaux et des forêts, **MICHEL ROSTAGNAT** a conduit une carrière au service de l'État dans les champs de l'aménagement du territoire, de l'environnement et des transports, dans le Massif central et à Paris. Il l'achève au ministère de la Transition écologique en qualité de membre de l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD). Il a publié deux essais, *Les nouvelles frontières de l'environnement* (1993) et *Un chrétien dans la haute fonction publique* (2007).

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait (n° 656, mai-juin 2021)*
- Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités (*bors-série, octobre 2021*)
- Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone, *Bertrand Charmaison (n° 663, juillet-août 2022)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.