



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

Novembre 2022

# Sécurité du développement de la filière Hydrogène

Emmanuel Clause – CGE

Bernard Larrouturou – IGEDD

Michel Rostagnat – IGEDD

Isabelle Wallard – CGE

[igedd.developpement-durable.gouv.fr](http://igedd.developpement-durable.gouv.fr)  
[economie.gouv.fr/cge](http://economie.gouv.fr/cge)

Rapport n° 014277-01



Rapport n° 2022/01/CGE/SG



**Les auteurs attestent qu'aucun des éléments de leurs activités passées ou présentes n'a affecté leur impartialité dans la rédaction de ce rapport**

<b>Statut de communication</b>
<input type="checkbox"/> <b>Préparatoire à une décision administrative</b>
<input type="checkbox"/> <b>Non communicable</b>
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Communicable (données confidentielles occultées)</b>
<input type="checkbox"/> <b>Communicable</b>

## Sommaire

<b>Résumé.....</b>	<b>5</b>
<b>Liste des recommandations.....</b>	<b>7</b>
<b>Introduction .....</b>	<b>9</b>
<b>1 Une stratégie nationale ambitieuse, ancrée dans un contexte européen favorable, des projets foisonnents et des incertitudes majeures.....</b>	<b>10</b>
1.1 Le contexte international et européen de l'hydrogène décarboné est dynamique .....	10
1.2 La stratégie nationale est ambitieuse et s'accompagne d'un soutien public conséquent.....	11
1.3 Les régions sont également mobilisées.....	13
1.4 Des projets foisonnents, mais des réalisations effectives encore très modestes .....	14
1.5 Mais la période actuelle est marquée par des incertitudes majeures concernant plusieurs déterminants clés pour l'avenir de la filière .....	15
1.5.1 De quel hydrogène parle-t-on ?.....	15
1.5.2 Comment vont évoluer les prix de l'électricité ? .....	16
1.5.3 A quel rythme et jusqu'à quel niveau va se développer dans les prochaines années la production d'électricité renouvelable ? .....	17
1.5.4 A quel rythme les prix des équipements – et des usages – vont-ils baisser ? .....	18
1.5.5 Conclusion.....	19
<b>2 Les projets industriels, très dépendants du financement public .....</b>	<b>21</b>
2.1 Des projets de très grande taille, très onéreux, souvent financés dans le cadre des Projets importants d'intérêt européen commun.....	21
2.1.1 Producteurs d'hydrogène .....	22
2.1.2 Utilisation industrielle d'hydrogène décarboné .....	22
2.1.3 Fournisseurs de technologies .....	24
2.2 Les autres projets : une très grande diversité .....	25
2.2.1 Production d'hydrogène.....	26
2.2.2 Utilisation de l'hydrogène pour le stockage d'énergie .....	26
2.2.3 Production de carburants de synthèse.....	27
2.2.4 Utilisation dans l'industrie .....	27
2.2.5 Chariots élévateurs à hydrogène .....	27

<b>3 Pour la mobilité, les projets foisonnent mais l'écart reste grand entre les rêves et les réalisations .....</b>	<b>30</b>
3.1 Les autorités organisatrices de la mobilité, prescripteurs engagés .....	30
3.1.1 Les bus à hydrogène .....	30
3.1.2 Les trains à hydrogène .....	32
3.2 L'hydrogène s'invite dans d'autres projets de mobilité routière.....	32
3.2.1 Des gammes de véhicules variées .....	32
3.2.2 Le déploiement des stations de distribution.....	33
3.2.3 Le marché des véhicules à hydrogène reste marqué par un certain attentisme, notamment pour les poids lourds .....	34
3.2.4 Cerner les zones de pertinence de l'hydrogène pour la mobilité routière .....	36
3.3 Des perspectives pour le transport aérien et les aéroports, qui restent à confirmer .	37
3.4 Des perspectives à clarifier pour le transport maritime et pour les ports .....	38
<b>4 Le transport interrégional et intra-européen et le stockage d'hydrogène .....</b>	<b>41</b>
4.1 Le transport d'hydrogène par canalisation .....	41
4.1.1 Le transport interrégional d'hydrogène .....	41
4.1.2 Le transport d'hydrogène intra-européen .....	43
4.2 Le stockage d'hydrogène.....	45
4.3 Des choix structurants à faire dans les prochaines années.....	46
4.3.1 Importer ou non de l'hydrogène .....	46
4.3.2 Fixer le cap en matière de transport et de stockage d'hydrogène .....	46
<b>5 Les enjeux de sécurité .....</b>	<b>48</b>
5.1 Les risques liés à l'hydrogène .....	48
5.1.1 Les risques d'incendie et d'explosion .....	48
5.1.2 Les risques liés au stockage d'hydrogène .....	50
5.1.3 Les risques liés au transport par canalisation.....	51
5.1.4 Autres risques.....	52
5.1.5 L'accroissement des risques en milieu confiné : parkings et tunnels .....	53
5.2 Vers une meilleure prise en compte des enjeux de sécurité .....	54
5.2.1 L'utilisation de l'hydrogène est maîtrisée dans l'industrie lourde, mais la prise en compte de la sécurité par les nouveaux acteurs est un défi majeur .....	54
5.2.2 Des enjeux de sécurité peu présents dans les textes d'orientation et les appels à projets .....	55
5.2.3 Des analyses de l'accidentalité qui restent peu approfondies et peu partagées	56

5.2.4 Une expertise publique solide, qu'il est important de conforter .....	56
5.2.5 Renforcer vigoureusement les actions de formation à la sécurité.....	57
5.2.6 Amplifier les travaux de R&D sur les sujets de sécurité.....	58
<b>6 Les évolutions souhaitées de la réglementation .....</b>	<b>61</b>
6.1 La feuille de route cosignée par la DGPR et France Hydrogène .....	61
6.1.1 Une démarche de travail conjointe .....	61
6.1.2 Un bilan mitigé, un défi à relever.....	61
6.2 Les attentes des acteurs et les recommandations de la mission.....	62
6.2.1 Le manque de dialogue entre les administrations.....	63
6.2.2 Un sujet crucial : les espaces confinés, parkings et tunnels.....	64
6.2.3 Un autre sujet d'attention : les sites « multi-fonctions ».....	67
6.2.4 Investir les travaux de normalisation et favoriser la standardisation .....	68
6.2.5 Les professionnels demandent des adaptations de la réglementation et des procédures, et des ajustements des seuils .....	69
<b>Conclusion.....</b>	<b>73</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>74</b>
<b>Annexe 1. Lettre de mission .....</b>	<b>75</b>
<b>Annexe 2. Liste des personnes rencontrées .....</b>	<b>77</b>
<b>Annexe 3. Recensement non exhaustif des projets.....</b>	<b>84</b>
<b>Annexe 4. Principaux ordres de grandeur .....</b>	<b>97</b>
<b>Annexe 5. Les taxis parisiens à hydrogène.....</b>	<b>100</b>
<b>Annexe 6. La feuille de route cosignée par la DGPR et France Hydrogène .....</b>	<b>101</b>
<b>Annexe 7. Glossaire des sigles et acronymes.....</b>	<b>107</b>

## Résumé

Il y a un siècle et demi, déjà, dans « L'Île mystérieuse », Jules Verne prédisait un grand avenir à l'hydrogène dans ce qu'on n'appelait pas encore notre « mix « énergétique ». A plusieurs reprises depuis le dix-neuvième siècle et jusqu'au tout début des années 2000, certains acteurs des pays industrialisés ont affirmé que l'hydrogène allait prendre son essor, mais leurs analyses et les premiers projets sur lesquels elles s'appuyaient n'ont jamais rencontré le succès escompté. Cependant, les spécificités du contexte actuel rendent crédible, cette fois-ci, la perspective de développement des usages de l'hydrogène : l'impérieuse nécessité de diminuer drastiquement les émissions de gaz à effet de serre et donc l'usage des énergies fossiles pourrait bien donner une place significative dans nos économies au « vecteur énergétique Hydrogène » au cours des années 2020 et des décennies suivantes.

Dans ce contexte porteur, l'Union européenne et plusieurs de ses Etats-membres dont la France ont élaboré des stratégies ambitieuses pour le développement de l'hydrogène. Les priorités de la stratégie française sont d'une part la fabrication d'hydrogène décarboné, produit par électrolyse de l'eau réalisée en utilisant de l'électricité renouvelable ou d'origine nucléaire ; d'autre part son usage par les industries déjà utilisatrices (raffineries, chimie, fabrication d'engrais), en substitution de l'hydrogène carboné utilisé aujourd'hui (produit à partir du méthane), mais aussi son usage par d'autres industries qui adapteront leurs procédés de production pour les décarboner grâce à l'hydrogène, notamment la sidérurgie. Enfin, la stratégie française prévoit également de développer l'usage de l'hydrogène décarboné dans le domaine de la mobilité, principalement la mobilité lourde.

C'est ici que la mission confiée par la ministre de la transition écologique au Conseil général de l'économie (CGE) et au Conseil général (devenu Inspection générale) de l'environnement et du développement durable (IGEDD), sur proposition du directeur général de la prévention des risques, trouve son origine. Si l'on peut penser que les questions liées à la sécurité Hydrogène sont bien maîtrisées par les grands industriels rompus à la culture du risque et attentifs à assurer la sécurité de leurs processus de production, le développement des usages dans le secteur de la mobilité, et potentiellement dans d'autres secteurs, fait intervenir un grand nombre de nouveaux acteurs, ce qui soulève de nouvelles questions en matière de sécurité et nécessite de nouvelles approches en matière de gestion des risques et de réglementation.

Il était d'abord demandé à l'équipe de mission de réaliser un état des lieux et des perspectives à cinq et dix ans du développement de l'hydrogène. La mission a rencontré à cette fin un très grand nombre d'acteurs, publics et privés. Elle a constaté que l'hydrogène est l'objet en France d'un engouement très fort qui conduit à un grand foisonnement. On observe ainsi un écart important entre les projets et les objectifs ambitieux qui sont annoncés et des réalisations effectives encore très modestes. Ce grand écart est lié pour une part aux incertitudes majeures qui affectent les perspectives de développement des usages de l'hydrogène, notamment sur le plan économique. Nul ne sait en effet prédire aujourd'hui l'évolution des prix de l'électricité (et donc du coût de production de l'hydrogène par électrolyse) dans les prochaines années, ni à quel rythme la « massification » de la fabrication des équipements (électrolyseurs, piles à combustible, réservoirs, etc.) permettra d'en baisser les coûts, et donc de diminuer les prix des usages. Autre constat majeur, l'équilibre économique des projets en cours n'est assuré que par un apport important de subventions publiques, et l'atteinte de la rentabilité semble encore bien éloignée : les équilibres et les modèles économiques qui permettront un véritable déploiement de l'économie de l'hydrogène n'apparaissent pas encore.

On assiste cependant depuis 2020, et notamment au cours de cette année 2022, au démarrage effectif de nombreux projets. C'est vrai dans le domaine industriel, où les très grands projets soutenus par l'Etat dans le cadre des « Projets importants d'intérêt européen commun » portent sur la production d'hydrogène décarboné, sur son utilisation par l'industrie lourde et sur la fabrication des équipements. Ces projets seront les « locomotives » du développement de l'hydrogène en France. C'est vrai aussi dans le secteur de la mobilité : on observe les premières étapes de l'essor que vont certainement prendre dans les prochaines années les bus à hydrogène, et on constate qu'environ 500 véhicules routiers à hydrogène circulent en France, tandis qu'une cinquantaine de stations de distribution sont en service.

Dans ce secteur de la mobilité, la mission s'est efforcée d'éclairer autant que possible les perspectives de développement à cinq et dix ans. La part que prendra l'hydrogène dans les différents modes de la mobilité terrestre est encore incertaine du fait qu'il est et sera en concurrence avec d'autres sources d'énergie décarbonée, notamment les batteries. La place que prendra l'hydrogène dans le transport aérien dépendra essentiellement de la réussite du projet d'avion moyen-courrier porté par Airbus, qui a commencé à associer les acteurs du monde aérien aux réflexions sur ces perspectives. Les réflexions sont moins avancées pour le transport maritime, mais la « transition liée à l'hydrogène » devrait avoir un impact important pour les grands ports maritimes.

Du point de vue géographique, la priorité à court terme est donnée à un développement de l'économie de l'hydrogène concentré principalement dans sept grands « bassins Hydrogène » correspondant aux principales régions industrielles françaises. C'est seulement dans un deuxième temps que le développement des usages appellera une mise en réseau de ces territoires avec des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène couplées à un réseau européen d'hydrogénoducs. La mission présente les réflexions et les projets concernant le transport de l'hydrogène par canalisation aux niveaux interrégional et intra-européen et son stockage souterrain, et elle préconise que la stratégie nationale soit précisée sur ces sujets qui nécessitent encore des études complémentaires.

Le deuxième volet de la mission concerne la sécurité du développement de la filière. Les risques sont conceptuellement assez bien connus. L'hydrogène est un gaz dangereux : il s'enflamme beaucoup plus facilement que d'autres gaz au contact de l'oxygène, sa température de flamme est très élevée (2 000 °C) et la combustion peut dans certaines conditions prendre la forme d'une explosion (techniquement, une détonation). L'analyse des principaux risques inclut également les risques de fuite, plus élevés eux aussi qu'avec d'autres gaz, et les phénomènes de fragilisation des métaux des canalisations.

L'ampleur du risque est fortement réduite à l'extérieur et en milieu ouvert : à l'air libre, l'hydrogène diffuse et s'élève très rapidement dans l'atmosphère et, si la combustion se produit, les risques de détonation sont très faibles. En revanche, le risque est sensiblement accru en milieu confiné. Ainsi, le stationnement des véhicules à hydrogène dans un parking couvert ou fermé, et leur circulation dans des tunnels, sont des situations à risques, sur lesquelles malheureusement la réglementation est aujourd'hui à peu près muette – ce qui est une des causes de l'attentisme de certains acteurs. Il est indispensable de fixer aussi rapidement que possible une doctrine concernant la sécurité dans les parkings fermés et les tunnels, en associant à ces travaux l'ensemble des administrations concernées, y compris les services de la sécurité civile, et les acteurs de la filière Hydrogène. C'est une des principales recommandations de la mission.

La mission recommande aussi que l'ensemble des leviers mis en place par l'Etat pour soutenir le développement de la filière soient mobilisés afin d'accroître la sécurité. Elle préconise d'inclure dans les appels à projets un volet sur la sécurité et de demander aux porteurs des projets aidés sur crédits publics un retour d'expérience en la matière ; d'approfondir les analyses des accidents et incidents liés à l'hydrogène, et d'améliorer leur partage au sein de la profession ; de veiller à maintenir au meilleur niveau l'expertise publique sur la sécurité Hydrogène – présente principalement au sein de trois établissements publics, 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) ; enfin, d'amplifier les campagnes d'essais et les travaux de recherche et développement sur certains sujets ciblés liés à la sécurité.

La mission souligne l'intérêt de la démarche de travail conjoint que l'administration a mise en place avec l'association France Hydrogène qui fédère les acteurs de la filière, même si son bilan actuel, au bout d'un an, est mitigé. Elle préconise de poursuivre résolument cette démarche qui est particulièrement exigeante aussi bien pour les administrations que pour France Hydrogène dans le contexte actuel où ni la culture du risque ni les technologies ne sont à maturité. C'est cependant la seule voie possible pour réussir à adapter les réglementations de façon à sécuriser le développement de l'hydrogène, en évitant toute « sur-sécurisation » qui se traduirait par des contraintes excessives. Enfin, la mission adresse une partie de ses recommandations à la filière elle-même, en soulignant notamment la nécessité d'amplifier les efforts de formation des nouveaux acteurs en matière de sécurité.

## Liste des recommandations

<b>Recommandation 1</b> (adressée au SGPI, à la DGEC et la DGPR) : Organiser la transmission de l'information des financeurs (SGPI, Ademe) vers la DGPR pour qu'elle puisse identifier en amont les projets industriels et les sujets de sécurité. ....	22
<b>Recommandation 2</b> (adressée à la DGAmpe et à la DGITM) : Lancer une réflexion spécifique « Hydrogène et plateformes portuaires », en associant des grands acteurs du transport maritime international. ....	40
<b>Recommandation 3</b> (adressée à la DGEC) : Mener les réflexions nécessaires pour pouvoir fixer vers 2025 les orientations stratégiques nationales concernant les infrastructures de transport interrégional ou intra-européen et les infrastructures de stockage - et, le cas échéant, concernant la stratégie française en matière d'importation d'hydrogène. ....	47
<b>Recommandation 4</b> (adressée au SGPI, à la DGE et à la DGEC) : Inclure systématiquement dans les appels à projets de l'Ademe et du SGPI un volet sur la prise en compte des enjeux de sécurité et demander aux porteurs des projets financés sur des crédits publics un retour d'expérience sur les sujets de sécurité. ....	56
<b>Recommandation 5</b> (adressée à la DGPR/Barpi et à France Hydrogène) : Demander aux entreprises des analyses plus approfondies des incidents et accidents, favoriser la transparence et le partage des connaissances sur ces analyses en s'appuyant sur les bases Aria et Hiad, et plus largement le partage des retours d'expérience des acteurs de la filière en matière de sécurité. ....	56
<b>Recommandation 6</b> (adressée à la DGEC et à la DGPR) : Veiller avec soin au maintien au meilleur niveau de l'expertise publique sur la sécurité Hydrogène, structurer les coopérations entre les établissements et services concernés et favoriser l'élaboration de positions partagées et rendues publiques. ....	57
<b>Recommandation 7</b> (adressée à France Hydrogène, à la DGEC et à la DGPR) : En lien avec les experts publics et les administrations, renforcer vigoureusement les actions de formation sur la sécurité Hydrogène destinées aux nouveaux acteurs de la filière, en favorisant le partage des bonnes pratiques et l'élaboration de guides professionnels. ....	58
<b>Recommandation 8</b> (adressée au SGPI et à la DGRI) : Développer les campagnes d'essais et les travaux de R&D - publique et privée - nécessaires pour mieux caractériser les phénomènes à l'œuvre dans les risques liés à l'hydrogène, comprendre leurs probabilités d'occurrence, et mettre au point les dispositifs et procédés nécessaires à leur prévention. ....	59
<b>(adressée à France Hydrogène, à la DGEC et à la DGPR) Organiser le partage des résultats des campagnes d'essais et des travaux de R&amp;D et leur prise en compte par les acteurs</b>	

<b>- sous forme de guides et de protocoles - et dans les travaux de normalisation et de réglementation.....</b>	<b>60</b>
<b>Recommandation 9</b> (adressée à la DGPR, la DGSCGC, la DGITM, la DGTravail et la DHUP) : Décloisonner et mieux unifier les travaux des administrations sur les sujets touchant à la sécurité Hydrogène, en lien avec les experts publics et la profession, avec une priorité sur les sujets qui concernent les parkings fermés et les tunnels. ....	<b>64</b>
<b>Recommandation 10</b> (adressée à la DGSCGC, la DGITM, la DGTravail et la DHUP) : Formuler aussi rapidement que possible une doctrine concernant la sécurité Hydrogène dans les parkings couverts et les tunnels. ....	<b>66</b>
<b>Recommandation 11</b> (adressée à la DGEC, la DGPR et France Hydrogène) : Renforcer la participation des acteurs français publics et privés dans les instances de normalisation au niveau européen et mondial, et organiser une relation fluide sur ces sujets entre les entreprises, les experts publics et les administrations, en ciblant en particulier les stations de distribution, les véhicules et les électrolyseurs. ....	<b>68</b>
<b>Recommandation 12</b> (adressée à la DGPR et à la DGEC) : Développer une approche de la réglementation qui favorise et soutienne la standardisation – aux niveaux européen et international – des composants, des équipements et des systèmes génériques utilisés par la filière. ....	<b>69</b>
<b>Recommandation 13</b> (adressée à la DGE et à la DGEC) : Réaliser tous les deux ou trois ans un état des lieux précis des activités et des projets de la filière, avec une analyse détaillée des aspects économiques et un parangonnage ciblé sur quelques pays, et rendre cet état des lieux public. ....	<b>73</b>

## 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 en avril 2020<sup>1</sup>. Cette programmation fixe en particulier des objectifs chiffrés de production d'hydrogène bas carbone pour les usages industriels et énergétiques et pour la mobilité. Ces objectifs sont détaillés dans le premier chapitre de ce rapport. En effet, l'hydrogène permet de décarboner certains secteurs industriels comme l'industrie pétrolière, l'industrie chimique, les cimenteries ou la sidérurgie, et certains usages en matière de mobilité ; de plus, il est parfois indispensable, faute d'alternative technique pour réaliser cette décarbonation.

A l'occasion de la présentation du plan France Relance en septembre 2020, le gouvernement a précisé sa stratégie pour le développement de la filière Hydrogène et les moyens qui lui sont consacrés. En septembre 2021, les soutiens déjà engagés dans le plan France Relance ont été renforcés par une enveloppe spécifique du plan d'investissement France 2030. L'hydrogène est 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.

Compte tenu des risques et des opportunités que présente le développement des usages de l'hydrogène, la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) souhaite anticiper les actions à mener pour garantir la sécurité des installations et des usages et pour adapter le cadre réglementaire tant en termes de procédures que de prescriptions, afin de donner aux investisseurs et aux entreprises de la lisibilité sur l'évolution de ce cadre.

En suivant les termes de la lettre de mission adressée le 19 janvier 2022 par la ministre de la transition écologique aux vice-présidents du CGE et du CGEDD<sup>2</sup>, ce rapport dresse dans les chapitres 2, 3 et 4 le panorama des projets et des réalisations utilisant l'hydrogène bas carbone dans les secteurs de l'industrie et de la mobilité, avec un regard sur les perspectives à 5 ou 10 ans. Le chapitre 5 fait le point sur les risques les plus importants présentés par l'hydrogène, selon les différents usages. Le sixième et dernier chapitre est consacré aux évolutions souhaitées de la réglementation<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Décret n°2020-456 du 21 avril 2020.

<sup>2</sup> En Annexe 1.

<sup>3</sup> On trouvera en Annexe 2 la liste des personnes rencontrées par la mission.

# 1 Une stratégie nationale ambitieuse, ancrée dans un contexte européen favorable, des projets foisonnents et des incertitudes majeures

## 1.1 Le contexte international et européen 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 Etats-Unis par exemple, l'Etat 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) et faire de Houston l'épicentre d'un « *global clean hydrogen hub* »<sup>4</sup>.

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. D'autres pays et d'autres investisseurs ont fait des annonces dans le même sens<sup>5</sup>.

La Commission européenne a publié le 8 juillet 2020 sa stratégie en faveur du développement d'une filière Hydrogène<sup>6</sup>. 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 par électrolyse, 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 suffisante.

A 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'importer d'ici à 2030 la même quantité d'hydrogène. Cet objectif correspond 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 ».

Pour atteindre ces objectifs, la Commission prévoit notamment :

- deux actes délégués sur la définition de l'hydrogène renouvelable et sur sa production ;
- de développer des « vallées Hydrogène » ;
- de consacrer 200 M€ à la recherche sur la thématique hydrogène dans le programme Horizon Europe ;

<sup>4</sup> « *Houston as the epicenter of a global clean hydrogen hub* », mai 2022, *Center for Houston's future, Greater Houston partnership and Houston energy transition initiative*.

<sup>5</sup> *After the hydrogen bubble bursts. The factors shaping and possibly unfolding international hydrogen value chains*, Cédric Philibert, Ifri, *Briefings* de l'Ifri, 2021.

<sup>6</sup> Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre, communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions.

- de déployer une infrastructure capable de transporter 20 Mt/an d'hydrogène d'ici à 2030 ainsi que les stockages nécessaires.

Plus récemment, dans son discours sur l'état de l'Union<sup>7</sup> le 14 septembre 2022, la présidente de la Commission a réaffirmé ces objectifs ambitieux<sup>8</sup>, tout en annonçant également une future « banque européenne de l'hydrogène » ainsi qu'un animateur du marché de l'hydrogène.

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

Dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique et de relance économique post-pandémie, la France s'est positionnée fin 2020 avec une stratégie nationale hydrogène plus ambitieuse que la PPE approuvée en avril 2020, visant à la placer parmi les pays les plus avancés dans ce domaine en Europe.

Pour mémoire, la PPE fixait en effet les objectifs suivants, aux horizons 2023 et 2028 :

- démonstrateur de puissance *power-to-gas* (électrolyseurs) : 1 à 10 MW en 2023, 10 à 100 MW en 2028 ;
- taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel : 10 % en 2023, 20 à 40 % en 2028 ;
- véhicules utilitaires légers (VUL) à hydrogène : 5 000 en 2023, 20 000 à 50 000 en 2028 ;
- véhicules lourds à hydrogène : 200 en 2023, 800 à 2 000 en 2028.

L'objectif concernant les électrolyseurs sera vraisemblablement atteint en 2023, mais sans doute pas les trois autres, comme l'indiquent les chapitres 2 et 3 de ce rapport.

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 en France de la production par électrolyse, car les technologies de capture et stockage de carbone présentent encore beaucoup d'incertitudes en termes de disponibilité, de fiabilité et de d'acceptabilité.

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 t d'hydrogène décarboné sur le territoire national<sup>9</sup>. Ce chiffre se compare à la production française actuelle, soit 900 000 tonnes d'hydrogène principalement carboné, produit par reformage du méthane et utilisé

<sup>7</sup> Voir [https://state-of-the-union.ec.europa.eu/index\\_fr](https://state-of-the-union.ec.europa.eu/index_fr).

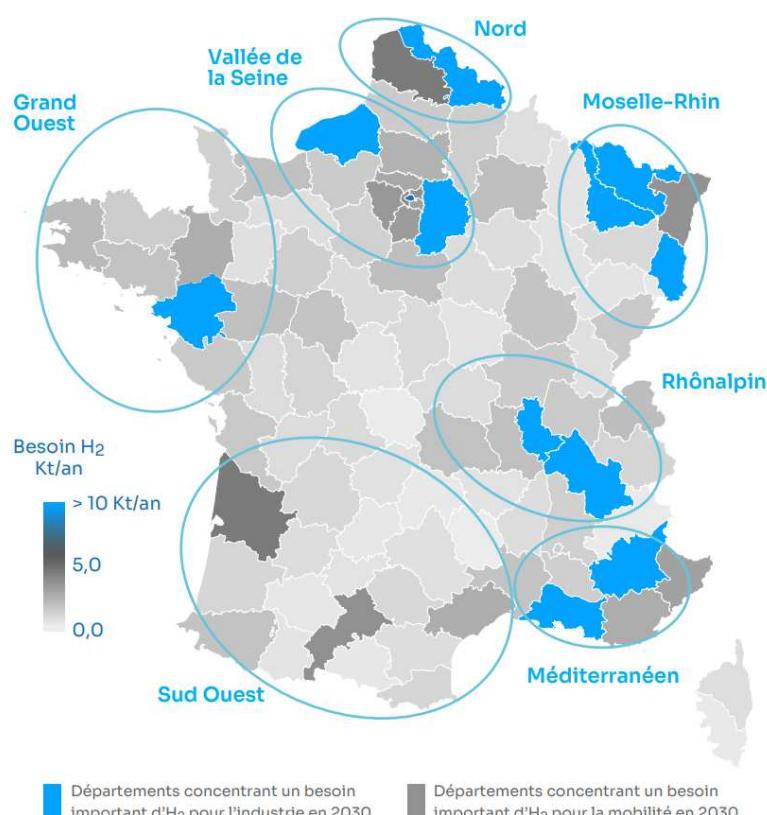
<sup>8</sup> Dans son *World energy outlook 2022*, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) estime que les investissements nécessaires à l'atteinte des objectifs européens d'ici à 2030 seront compris entre 700 et 850 Md€.

<sup>9</sup> Cette estimation incorpore une hypothèse sur le temps moyen et le régime de fonctionnement des électrolyseurs.

dans le secteur industriel (chimie, raffinage pétrolier, production d'engrais azotés...).

A 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, 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<sup>10</sup>. De plus, la stratégie nationale prévoit qu'une partie des crédits soutiennent l'innovation, la recherche et le développement des compétences pour favoriser les solutions techniques et les usages de demain.

Le Comité stratégique de filière (CSF) « Nouveaux systèmes énergétiques » du Conseil national de l'industrie (CNI), ainsi que l'association France Hydrogène, prônent le déploiement prioritaire de cette nouvelle énergie dans sept grands bassins, ou « vallées Hydrogène », correspondant aux principales régions industrielles françaises (voir carte ci-dessous), afin de mutualiser les productions et les usages qui bénéficieront ainsi d'économies d'échelle qui permettront de réduire le coût de l'hydrogène. Cette approche économiquement réaliste représente une première forme de concentration intéressante par rapport aux « écosystèmes territoriaux » financés par l'Ademe, qui correspondent à des usages locaux peu importants (une flotte municipale de quelques bus par exemple) alimentés par une production locale d'hydrogène.



**Figure 1 : Carte des 7 grands bassins Hydrogène<sup>11</sup>.**

<sup>10</sup> Certains observateurs estiment aujourd'hui que l'hydrogène décarboné produit en 2030 pourrait plutôt être utilisé à 85 % dans l'industrie et à 15 % pour la mobilité.

<sup>11</sup> Source : Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène, France Hydrogène, septembre 2021.

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<sup>12</sup>.

### 1.3 Les régions sont également mobilisées

Les régions françaises s'intéressent très attentivement au développement de la filière Hydrogène. La mission a ainsi noté qu'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.

#### 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. Un appel à projets du programme européen Horizon 2020 a créé en 2017 l'opportunité pour la région AuRA, Engie et Michelin de se lancer concrètement dans ce projet de mobilité Hydrogène qui comporte le déploiement simultané des stations et des véhicules. Les stations de distribution sont alimentées par des électrolyseurs et l'achat des véhicules est facilité par une aide à l'acquisition. L'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 ;
- électrolyseurs de grosse capacité ;
- plus de 400 véhicules (utilitaires et véhicules de tourisme) ;
- durée du projet : 7 ans ;
- montant global du projet : 70 M€ ;
- 15 M€ de la région AuRA, 10 M€ de fonds européens, 14 M€ de l'Ademe.

En novembre 2022, l'état des réalisations effectives est le suivant (source : HYmpulsion) :

- Une station à hydrogène est en service, deux autres sont en test en vue d'une ouverture prévue avant la fin de l'année.
- Une installation d'électrolyse est en service, avec une puissance de 2,6 MW.
- Entre 50 et 100 véhicules à hydrogène sont en circulation.

Les régions interviennent seules ou en accompagnement de l'Ademe (notamment pour son dernier appel à projets (AAP) « Ecosystèmes territoriaux »), ou sur des projets bénéficiant de fonds européens. Il est difficile d'évaluer le montant financier de cet effort. A titre d'exemple, des représentants de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (Paca) ont cité un effort d'investissement de 2 à 3 M€/an en accompagnement de subventions de l'Ademe sur des projets retenus par cette dernière.

Quatre régions (Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche Comté, Grand Est et Occitanie) ont bénéficié d'un soutien des PIA (Programmes d'investissement d'avenir) pour acquérir 14 trains à hydrogène (voir le chapitre 3 ci-dessous).

<sup>12</sup> On peut rappeler que, toutes sources d'énergies confondues, la France consomme 1628 TWh par an (source : PPE, page 28, en 2018), soit en moyenne une puissance de 185 GW. L'objectif de 10,5 GW pour la capacité de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau représente donc environ 5 % du mix énergétique en 2030, ce qui est très ambitieux.

## 1.4 Des projets foisonnents, 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 (Ecosystèmes de mobilité) et en 2020 (Ecosystèmes 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. L'Ademe ne précise pas la temporalité de ces projets.

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 concerter 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 par l'Ademe. Leurs échéances de réalisation ne sont pas connues de la mission.

Plus largement, la mission a été frappée par le très grand foisonnement des projets portés par les acteurs de la filière. Les chapitres suivants en dressent le panorama :

- en matière de projets industriels au chapitre 2, qu'il s'agisse de production d'hydrogène décarboné, d'industries utilisant l'hydrogène ou de fabrication d'équipements pour la production ou pour les usages de l'hydrogène ;
- en matière de mobilité Hydrogène au chapitre 3 ;
- et en matière de transport, de distribution et de stockage de l'hydrogène au chapitre 4.

### Encadré 2 : De nombreux autres usages potentiels.

De façon non exhaustive (et sous la forme de simples *verbatim*, entre guillemets), on évoque très rapidement ci-dessous quelques exemples d'usages potentiels de l'hydrogène qui ne sont pas décrits dans les chapitres 2 à 4, mais qui pourraient émerger à moyen ou long terme :

- « J'ai fait le tour de mon pâté de maisons sur un vélo à hydrogène ».
- « Le syndicat européen des fabricants de chaudières plaide pour que toutes les nouvelles chaudières soient convertibles à l'hydrogène à partir de 2029. Certains fabricants de chaudière ont déjà des brûleurs à hydrogène. »
- « On commence à voir se développer des usages des batteries dans le bâtiment, et il y aura à moyen terme un développement des usages de l'hydrogène dans le bâtiment. »
- « Il est envisagé que l'hydrogène remplace le gaz dans le nord de l'Angleterre, à un horizon à préciser entre 2028 et 2035<sup>13</sup>. »
- « Le moteur à combustion interne à hydrogène est une solution intéressante pour les poids lourds. »
- « Certains pays européens envisagent de convertir à l'hydrogène dans les prochaines décennies leurs centrales à gaz. »

Le panorama des projets présenté dans les chapitres suivants ne donne pas à ce stade d'assurance quant à l'atteinte de l'objectif de capacité de production d'hydrogène par électrolyse en 2030. On constate en effet qu'il existe un écart très important entre la grande ambition des nombreux projets portés par les acteurs de la filière et l'état des réalisations effectives, qui sont encore très modestes (comme l'illustre par exemple le projet *Zero emission Valley* évoqué dans l'encadré 1, ainsi que le

<sup>13</sup> Voir <https://h21.green/projects/h21-north-of-england/>.

recensement des projets présenté en Annexe 3). Dans plusieurs cas, la mission a estimé que les projets annoncés apparaissent peu réalistes.

On assiste ainsi à un engouement très fort. De nombreux acteurs sont convaincus que l'hydrogène sera un vecteur énergétique qui jouera un rôle essentiel dans la transition énergétique et écologique, et, tout en étant conscients des grandes incertitudes qui limitent leur visibilité sur les prochaines années (voir ci-dessous), ils sont confiants dans la poursuite et la réussite du développement de la filière. Signe de cette confiance : malgré ces fortes incertitudes, quelques entreprises rencontrées, start-ups 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 la période actuelle est marquée par des incertitudes majeures concernant plusieurs déterminants clés pour l'avenir de la filière

L'avenir de la filière Hydrogène soulève des questions et des incertitudes majeures, notamment économiques. On évoque ci-après quatre questions clés.

### 1.5.1 De quel hydrogène parle-t-on ?

Cette question amène à préciser les « couleurs de l'hydrogène » :

#### Encadré 3 : 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 vapo-reformage du gaz naturel<sup>14</sup> ;
- 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 ».

Bien sûr, bien que produit selon des procédés différents, il s'agit dans tous les cas du même gaz, le « dihydrogène » dont la molécule H<sub>2</sub> est composée de deux atomes d'hydrogène.

La stratégie nationale est ciblée sur le développement de la production d'hydrogène par électrolyse, mais certains acteurs ont aussi le projet de développer dans les prochaines années la production d'hydrogène bleu (estimant que ce procédé de production pourrait d'ici à 2030 rester moins cher que l'électrolyse).

Au moment de la rédaction de ce rapport, des discussions sont toujours en cours au niveau européen pour préparer la prochaine directive sur les énergies renouvelables, qui doit notamment fixer la taxonomie européenne et définir quelles seront les couleurs de l'hydrogène « renouvelable » et, à ce titre, contributeur à la réalisation des engagements de chaque Etat-membre, et *ipso facto* éligible aux aides européennes. Il y a ici un enjeu majeur. Si, dans un scénario « extrême », la directive ne retenait comme éligible que l'hydrogène vert (excluant l'hydrogène jaune), elle imposerait une contrainte très

<sup>14</sup> La réaction chimique type du reformage combine une molécule de méthane et deux molécules d'eau pour produire quatre molécules d'hydrogène et une molécule de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Ce procédé produit donc du CO<sub>2</sub> en grande quantité.

sévère pour le développement de la filière Hydrogène en France.

Plusieurs interlocuteurs de la mission soulignent 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 CO<sub>2</sub> par kg d’hydrogène fixé par la Commission européenne. Ces interlocuteurs soulignent aussi qu’imposer d’utiliser uniquement des électrolyseurs alimentés avec une électricité d’origine solaire, éolienne ou hydroélectrique serait une mesure inappropriée. Il y aurait ici un « jeu à somme nulle », notamment aux heures de pointe : si un usager mobilise une électricité « 100 % renouvelable », d’autres usagers utilisent au même moment une électricité moins « verte »<sup>15</sup>.

### **1.5.2 Comment vont évoluer les prix de l’électricité ?**

Selon plusieurs interlocuteurs de la mission, 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. 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 cette 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. Ce sujet est d’autant plus crucial pour l’avenir de la filière qu’il concerne le premier « pari » économique sur lequel reposent la stratégie nationale et la stratégie européenne : celles-ci ont pour objectif, en subventionnant massivement le développement à grande échelle de la production d’hydrogène par électrolyse, de réduire en quelques années ses coûts de production afin de lui permettre de devenir compétitif par rapport à d’autres vecteurs énergétiques, et de soutenir l’essor de la demande. 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.

Au moment de la rédaction de ce rapport, les incertitudes sont absolument majeures concernant les évolutions du prix de l’électricité dans les prochains mois et les prochaines années en Europe. Les hypothèses concernant le coût de l’énergie électrique sur lesquelles a été bâtie la stratégie nationale sont aujourd’hui obsolètes, et nul ne sait si les objectifs de coût et de prix de l’hydrogène fixés jusqu’à maintenant par l’Europe ou par la France pourront être atteints. 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).

---

<sup>15</sup> L’alimentation exclusive des électrolyseurs par des sources d’électricité intermittentes soulève aussi des questions techniques qui sont sans réponse aujourd’hui : quels effets aurait cette intermittence sur le rendement et la durée de vie des électrolyseurs ?

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'Energie <sup>21</sup>	Autoproduction (éolien off-shore 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 <sup>22</sup>	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 scenario 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 <sup>23</sup>	850 €/kW	4500-7500 h	3,8 €

**Tableau 1 : Coût de l'hydrogène à l'horizon 2030 selon différents scénarios et hypothèses<sup>16</sup>.**

Dans le contexte actuel de flambée des prix de l'électricité, les interlocuteurs rencontrés par la mission se sont montrés d'une prudence extrême en ce qui concerne leurs prévisions d'évolution des prix de l'hydrogène décarboné. 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. Mais des questions se posent aussi au niveau national : comment faire évoluer les formules actuelles d'achat d'électricité via les PPA (*power purchase agreement*) pour conforter les entreprises qui prennent le risque d'engager, dans le contexte actuel, des projets de grande ampleur de production d'hydrogène par électrolyse ?

Même si les inquiétudes sont grandes dans la situation actuelle, la mission souhaite noter en concluant cette section qu'on ne peut exclure des scénarios où les conséquences du conflit russe-ukrainien auraient à terme des effets favorables pour le développement de la filière Hydrogène : ce serait notamment le cas si une réforme du marché européen de l'électricité conduisait à un prix de l'électricité en France sensiblement inférieur à celui des hydrocarbures, du fait du poids du nucléaire dans notre production d'électricité.

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

Selon l'économiste des nouvelles énergies anglais Michael Liebreich<sup>17</sup>, 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<sup>18</sup>, alors que la puissance maximale de pointe appelée en Europe en 2020 est estimée à 546 GW.

<sup>16</sup> Source : Le vecteur Hydrogène, CRE, juin 2021.

<sup>17</sup> <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>, octobre 2020, Michael Liebreich, founder and senior contributor, BloombergNEF.

<sup>18</sup> Ce chiffre de 500 GW en 2050 – plus de 12 fois supérieur à l'objectif 2030 de 40 GW – est cité par la Commission européenne dans sa stratégie de juillet 2020, faisant référence à une étude ASSET : Production d'hydrogène en Europe : aperçu des coûts et des principaux avantages, 2020.

De son côté, TotalEnergies estime que le besoin mondial en hydrogène vert en 2050 correspondra à 2 900 GW de capacité de production par électrolyse, soit 2,5 fois la capacité actuelle additionnée d'électricité d'origine solaire et éolienne de l'Europe et de la Chine. Toujours selon TotalEnergies s'ajouteraient en 2050 un volume deux fois plus petit d'hydrogène « bleu » produit à partir du gaz naturel avec capture du carbone.

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, notamment renouvelable.

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.

De plus les énergies renouvelables sont aujourd'hui utilisées en priorité dans les réseaux nationaux. Les producteurs d'hydrogène européens devront donc acheter de l'électricité renouvelable sur les marchés ou utiliser l'électricité d'origine nucléaire dans les pays qui en disposent. 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<sup>19</sup>.

Dans ce contexte, pour atteindre les objectifs stratégiques affichés, on ne peut que souhaiter que les Etats européens, et la France en particulier, accélèrent le développement de capacités de production d'électricité bas-carbone, c'est-à-dire renouvelable et nucléaire. Il s'agit clairement d'un autre déterminant clé pour l'avenir de la filière Hydrogène.

#### **1.5.4 A 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. On touche ici au deuxième « pari » économique sur lequel reposent la stratégie nationale et la stratégie européenne : à savoir, qu'en subventionnant pendant quelques années le développement des usages de l'hydrogène, notamment en matière de mobilité, on obtiendra à moyen terme une baisse sensible des coûts des équipements impliqués dans ces usages. C'est donc un autre déterminant clé pour l'avenir de la filière Hydrogène.

Le chemin à parcourir en matière de baisse des prix est important, comme le montre l'encadré suivant :

**Encadré 4 : Les prix – avant subvention – de quelques véhicules à hydrogène.**

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

<sup>19</sup> Schématiquement, la France, à l'instar de la Chine, du Royaume-Uni et des Etats-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 différents produits dérivés comme l'ammoniac (voir le chapitre 4 ci-dessous et Cédric Philibert, op. cit.).

- 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).

Les incertitudes concernant ce que sera le rythme de baisse de ces prix sont alimentées par les hésitations d'un certain nombre de constructeurs à se lancer dans la construction à grande échelle de véhicules à hydrogène – ou par leur prudence. La production de poids lourds à hydrogène est encore balbutiante, alors que la situation est meilleure pour les bus à hydrogène (voir le chapitre 3 ci-dessous).

### 1.5.5 Conclusion

En présentant cette description rapide des incertitudes qui pèsent sur les perspectives de développement de la filière Hydrogène, la mission souhaite souligner l'importance de réduire aussi rapidement que possible les facteurs d'incertitudes, afin de conforter les acteurs qui sont prêts à investir dans la filière et de sécuriser le cadre dans lequel ils pourront développer leurs activités. Mais elle ne souhaite en aucune façon donner une image négative de l'avenir de l'hydrogène. La mission rejoint ceux qui pensent que, 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 vives 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<sup>20</sup>.

A titre d'illustration, les deux graphiques suivants extraits 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.

---

<sup>20</sup> La mission note d'ailleurs que, dans son *World energy outlook 2022*, l'IEA considère que la crise énergétique actuelle – et les difficultés d'approvisionnement en gaz – peuvent accélérer le développement de l'hydrogène.

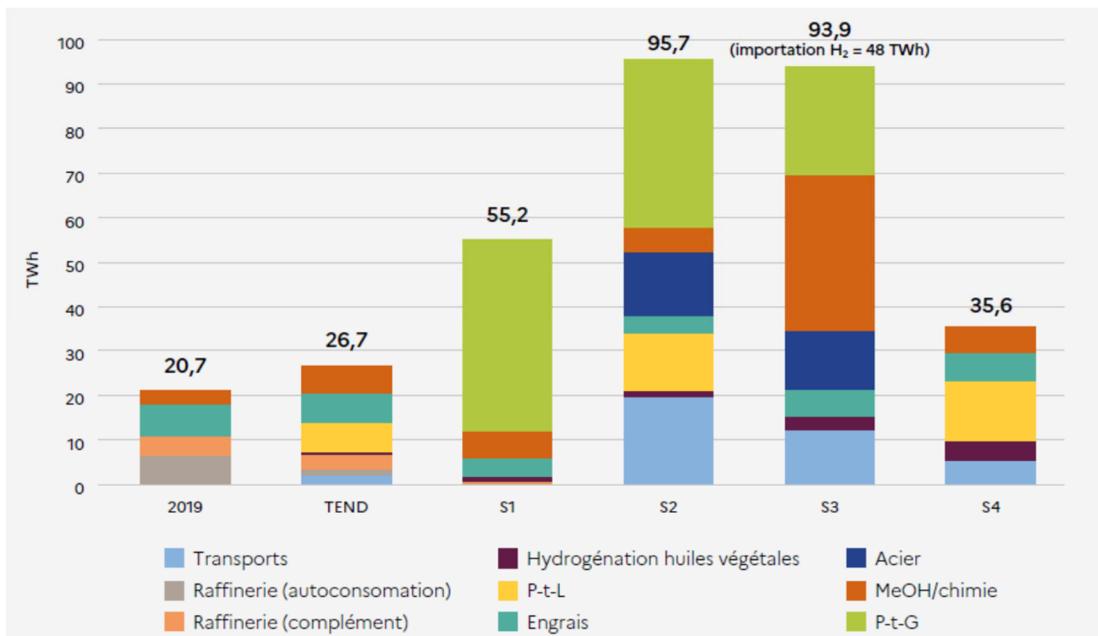


Figure 2 : Consommation totale d'hydrogène dans les scénarios 2050 de l'Ademe<sup>21</sup>.

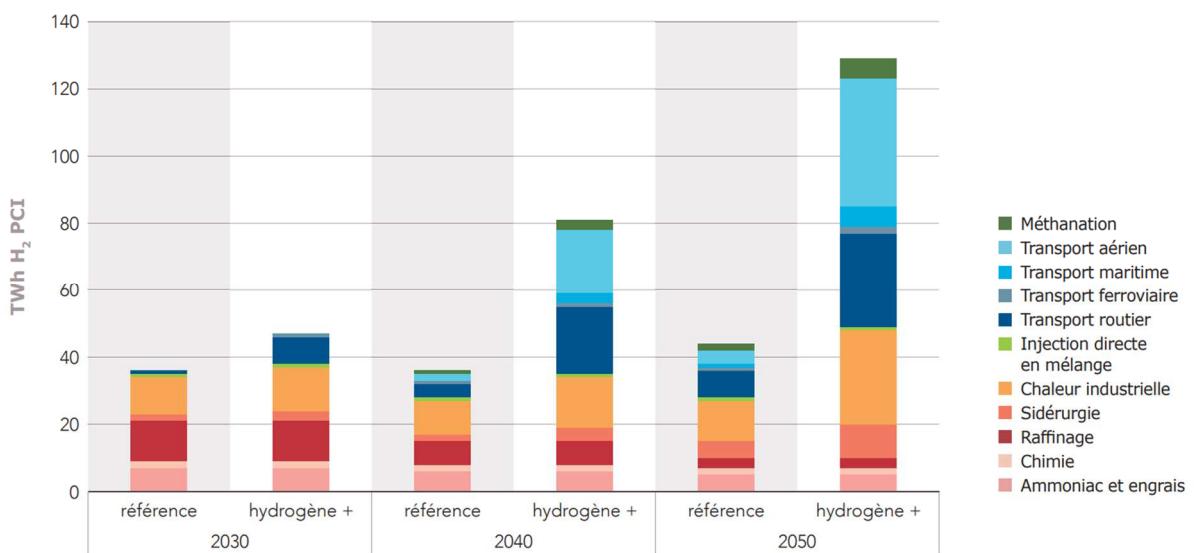


Figure 3 : Consommation d'hydrogène<sup>22</sup> en 2030, 2040 et 2050 selon RTE<sup>23</sup>.

<sup>21</sup> Source : L'industrie et l'hydrogène dans les scénarios Transition(s) 2050, Ademe, janvier 2022.

Le graphique présente 5 scénarios :

- un scénario de prolongation des tendances (TEND) ;
- et quatre scénarios visant à s'approcher de la neutralité carbone en 2050, intitulés respectivement « Génération frugale » (S1), « Coopérations territoriales » (S2), « Technologies vertes » (S3) et « Pari réparateur » (S4).

« P-t-G » signifie « power to gas » (transformation d'électricité en hydrogène gazeux). « P-t-L » signifie « power to liquid » (transformation d'électricité en hydrogène liquide).

<sup>22</sup> Hors utilisation pour la production électrique.

<sup>23</sup> 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 + ».

## 2 Les projets industriels, très dépendants du financement public

On décrit dans cette section le panorama des projets industriels de la filière Hydrogène, en donnant au passage quelques éclairages sur les sujets liés à la prise en compte des enjeux de sécurité.

### 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'Etat français a lancé un appel à manifestations d'intérêt (AMI) traité à titre dérogatoire dans le cadre des aides d'Etat 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 pré-notification : ils ont été validés par la DG Concurrence en mars 2022. En France, les 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 encore à l'instruction.

Les 15 projets sont brièvement présentés ci-dessous en trois groupes<sup>24</sup> :

- les dossiers de production d'hydrogène décarboné par électrolyse (3 projets) ;
- les dossiers innovants pour lesquels l'hydrogène est la solution de décarbonation privilégiée (2 projets) ;
- les dossiers des fournisseurs de technologie (10 projets).

Dans l'état actuel des technologies et du marché de l'énergie, les projets de fabrication et d'utilisation de l'hydrogène ne sont pas viables économiquement. Même si ce rapport n'est pas le lieu pour discuter la politique nationale de l'hydrogène, on peut rappeler qu'elle est fondée sur le fait que, pour certaines applications industrielles ou de mobilité lourde, l'hydrogène apparaît comme une des seules voies ou comme la seule voie de décarbonation : en attente d'une rentabilité économique qui dépendra de la technologie, du prix et des disponibilités de l'électricité décarbonée, du prix du gaz et du prix du carbone, le choix est fait de financer sur crédits publics des opérations de démonstration en grandeur nature. Outre les financements des investissements matériels, 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 jusqu'en 2045. Compte tenu de l'absence de maturité économique des projets industriels, la mission estime que les nouveaux projets d'usage industriel de l'hydrogène décarboné nécessiteront un soutien public important et durable.

La mission a noté que l'instruction détaillée des projets Piiec par le SGPI et la DGE porte peu sur les sujets liés à la prise en compte de la sécurité Hydrogène mais aussi que la DGPR ou les Dreal (directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement) sont informées très tardivement sur le contenu de ces dossiers en matière de sécurité. Elle considère qu'il est important de mieux anticiper pour pouvoir identifier les questions de sécurité dans les projets industriels (Piiec et autres), et elle formule la recommandation suivante.

---

<sup>24</sup> La mission a pu, sous couvert de confidentialité, consulter auprès de la DGE les dossiers des projets Piiec, sans pour autant disposer de présentation des motivations du soutien public. Elle en a extrait des informations non confidentielles, néanmoins plus complètes que les communiqués de presse publiés le 8 mars 2022 et le 28 septembre 2022.

**Recommandation 1 (adressée au SGPI, à la DGEC et la DGPR) : Organiser la transmission de l'information des financeurs (SGPI, Ademe) vers la DGPR pour qu'elle puisse identifier en amont les projets industriels et les sujets de sécurité.**

## 2.1.1 Producteurs d'hydrogène

On décrit ici les grands projets de production d'hydrogène décarboné. Il peut soit 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 ; soit de projets de production d'hydrogène suffisamment importante pour avoir conduit à un dossier Piiec spécifique comme pour les électrolyseurs de Dunkerque dont le principal client sera ArcelorMittal. Un des objectifs de ces projets est d'étudier comment ils peuvent atteindre l'équilibre économique.

- Le projet Masshylia<sup>25</sup> 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.

Un électrolyseur de 40 MW approvisionné en électricité renouvelable permettra de produire 5 t d'hydrogène par jour. Un des défis est de garantir un approvisionnement en continu à partir de sources d'électricité renouvelable intermittentes. Dans un second temps, la capacité pourra être portée à 15 t/jour pour approvisionner d'autres utilisateurs, notamment dans le domaine des transports. L'objectif est donc de produire à termes 5 000 t d'hydrogène par an, pour éviter 33 500 t de CO<sub>2</sub>.

L'aide demandée à l'Etat est de l'ordre de 90 M€, dont une partie a vocation à couvrir des coûts opérationnels et à ramener l'hydrogène à un coût acceptable pour le client jusqu'en 2044.

- Les projets d'Air Liquide en Normandie et à Dunkerque

Air Liquide a déposé un projet, Normandy, pour produire de l'hydrogène par électrolyse sur la zone pétrochimique de Port-Jérôme (76). Le projet porte sur une puissance de 200 MW utilisée de façon intermittente, avec l'objectif de 220 000 t de CO<sub>2</sub> évitées par an. Il utilisera la technologie d'électrolyseur par membrane échangeuse d'ions fournie par Siemens, basée sur des modules d'environ 15 MW. Air Liquide souhaite aussi valoriser l'oxygène produit. Le soutien public envisagé est de 190 M€. Les coûts du projet sont pris en compte sur 15 ans.

Le projet d'Air Liquide à Dunkerque (59) est dédié à l'utilisation d'hydrogène décarboné par ArcelorMittal pour la fabrication d'acier. Il utilise l'expérience des projets d'Air Liquide au Danemark (1 MW), au Canada (20 MW) et à Taïwan (25 MW). La première phase prévoit une installation de 100 MW en 2025. L'objectif est de produire 7 t/h en 2029 et d'atteindre à terme 400 MW de production avec des électrolyseurs à membrane échangeuse de protons (PEM) dont la durée de vie attendue est de 15 ans.

## 2.1.2 Utilisation industrielle d'hydrogène décarboné

Deux projets Piiec de ce type sont proposés :

- Le projet d'ArcelorMittal à Dunkerque

Parmi les industriels qui envisagent l'usage de l'hydrogène pour décarboner leurs activités figure la sidérurgie. ArcelorMittal a déposé un dossier de demande de financement pour convertir l'usine de Dunkerque.

A 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

<sup>25</sup> <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/total-et-engie-vont-developper-le-plus-grand-site-d-hydrogene-vert-en-france>

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, ce qui représente une réduction de 10 % des émissions industrielles 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.

Le méthanol est actuellement produit par reformage de gaz naturel, via un procédé qui normalement ne produit pas de dioxyde de carbone. Ses utilisations sont essentiellement pour la chimie, notamment 31 % pour la fabrication d'oléfines, 23 % pour les formaldéhydes, 7% pour l'acide acétique et 29 % pour la production d'additifs à l'essence ou au gasoil, tels que le diméthyléther (MTBE). La production de méthanol décarboné dans le cadre du projet Hynovi pourrait atteindre 4 Mt/an à partir de 2025.

La mission note qu'on ne trouve pas dans ce premier groupe de projets Piiec des applications à d'autres secteurs industriels où l'hydrogène semble incontournable pour la décarbonation, comme la production d'engrais<sup>26</sup>. Cependant, au-delà des deux projets Piiec cités ci-dessus, des projets d'usines prototypes et de démonstrateurs industriels utilisateurs d'hydrogène de grande ampleur commencent à exister. La mission a essayé, sans un succès total, d'exploiter la base de données de France Hydrogène Vig'Hy<sup>27</sup> pour identifier certains de ces projets :

- 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)<sup>28</sup>. Le démarrage est prévu en 2025, avec un objectif de l'ordre de 30 MW de puissance d'électrolyse, pour produire 4 300 t/an d'hydrogène et 25 000 t/an d'ammoniac, et éviter 33 000 t/an de CO<sub>2</sub>. Là aussi, l'intervention de l'Etat couvre 50 % du prix de l'hydrogène.
- 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. Ces gros sites, même s'ils sont emblématiques, ne nécessiteront donc qu'une adaptation limitée des règles de sécurité industrielle.

La transformation de ces sites de façon massive dépendra de la viabilité économique du vecteur énergétique hydrogène. Le basculement général vers l'hydrogène ne devrait donc pas avoir lieu avant que les projets expérimentaux aient démontré leur rentabilité. Le suivi attentif par la DGEC des projets d'utilisation d'hydrogène dans l'acier, la chimie, les engrais, le ciment, en France et dans le monde, devrait permettre d'identifier l'émergence du basculement vers le vecteur hydrogène pour la décarbonation de ces secteurs, et donc d'anticiper la multiplication des projets de transformation des unités industrielles.

---

<sup>26</sup> Les études sur la décarbonation de l'industrie montrent que les besoins d'énergie décarbonée pour lesquels l'hydrogène est incontournable sont très concentrés et limités : outre l'acier et le raffinage cités précédemment, il s'agit essentiellement de la chimie, des industries des engrais, du ciment et de quelques sites industriels nécessitant de la chaleur haute température (sucre, amidonnerie...). Voir : La décarbonation des entreprises en France, rapport CGE, février 2021.

<sup>27</sup> <https://vighy.france-hydrogène.org/>

<sup>28</sup> <https://www.borealisgroup.com/news/borealis-et-hynamics-travaillent-sur-un-projet-de-production-d'ammoniac-bas-carbone>

### 2.1.3 Fournisseurs de technologies

Dans le but de proposer des offres technologiques et commerciales françaises, les dossiers Piiec visent aussi à financer des offreurs de technologies, essentiellement des fabricants d'électrolyseurs, de systèmes de pile à combustible et de réservoirs d'hydrogène, ainsi que des constructeurs de véhicules à hydrogène.

L'administration française étudie, dans le cadre des Piiec, un possible soutien à **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 (ex H2Gen, filiale d'Areva), filiale de GazTransport & Technigaz (spécialiste des cuves pour le transport maritime, notamment pour le stockage de gaz liquéfié) 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, bien moins mature à ce stade.

L'objectif est d'être capable de réaliser des systèmes de 100 MW, basés sur des modules de 4 à 25 MW. De telles installations seraient capables de fournir environ 13 t d'hydrogène par jour. L'Etat subventionne jusqu'à la production d'usines (dites *Gigafactories*) capables de fabriquer annuellement des électrolyseurs correspondant à une puissance de 1 GW.

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

On pourrait évoquer aussi ici les activités d'Helion, dans le cadre du projet sur les trains à hydrogène porté par sa maison mère Alstom (voir ci-dessous). La mission note que certains composants stratégiques comme les compresseurs d'air auraient pu aussi faire l'objet de dossiers similaires, même si tous n'ont pas un rôle de sécurité important.

Deux projets Piiec 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 Piiec 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. L'entreprise compte aussi développer avec ses partenaires industriels des solutions pour le recyclage des matériaux utilisés dans la fabrication des réservoirs.

Ces réservoirs sont conçus sur la base des normes existantes pour l'automobile. Les deux standards

qui ont émergé pour les réservoirs placés dans les véhicules sont des réservoirs à 350 bars et des réservoirs à 700 bars. Cependant, pour réaliser le remplissage de ces réservoirs placés dans les véhicules, il est nécessaire de disposer dans les stations-service de réservoirs à 500 ou 1 000 bars.

La mission note que les dossiers des projets Piiec ne semblent pas traiter explicitement des enjeux de sécurité<sup>29</sup>. Cependant, ses contacts avec les acteurs du domaine lui ont montré que l'enjeu de sécurité est bien présent : par exemple, les fabricants d'électrolyseurs préparent pour leur produit des études de sécurité qu'ils sont ensuite en mesure de partager avec leurs clients, exploitants des installations. En revanche, il n'existe à ce stade pas de contacts systématisés entre les fournisseurs de technologie et les services instructeurs de l'Etat. D'éventuelles difficultés, liées par exemple à des défauts de conception, sont donc susceptibles d'apparaître tardivement lors de l'instruction des dossiers des installations utilisant ces équipements. La mission recommande à la DGPR d'établir le contact avec les fabricants d'équipements – éventuellement via les Dreal et avec l'aide de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) – pour aborder les enjeux techniques de sécurité des installations, échanger sur les principes de sécurité, voire pour préparer des dossiers standardisés des installations utilisant ces équipements.

Par ailleurs la mission note que les acteurs industriels ainsi que l'Ineris et le CEA sont impliqués dans l'élaboration des documents normatifs liés à l'utilisation de l'hydrogène. Ces documents sont malheureusement inégalement connus des pouvoirs publics. Les acteurs de l'homologation des véhicules appuient leurs travaux sur les éléments normatifs, mais la réglementation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) est conçue comme étant placée « au-dessus » des sujets techniques traités par les normes comme les standards de connecteurs ou les propriétés des matériaux utilisés. Par ailleurs, il ne faut pas négliger l'obstacle pour l'accès à la connaissance des normes que constituent le volume important des documents et leur caractère payant.

## 2.2 Les autres projets : une très grande diversité

Hors projets Piiec, la mission a disposé de trois sources d'informations sur les projets en cours en France : le site de France Hydrogène Vig'Hy, qui identifie 178 projets incluant à la fois des projets de production, d'usage industriel ou de mobilité ; des données publiées sur le site de l'Ademe<sup>30</sup> ; et le recensement auquel la mission a procédé en interrogeant les Dreal des régions les plus concernées. Suivant les sources le panorama des projets est contrasté. D'un côté, le site Vig'hy et les réponses des Dreal reflètent l'effervescence sur le sujet de l'hydrogène avec de nombreux dossiers très divers ; de l'autre les choix effectués par les financeurs, SGPI et Ademe, conduisent à des projets bien plus mûrs. Du fait de la moindre variété et de la taille importante des dossiers retenus pour le financement, ceux-ci sont aussi plus matures du point de vue de la sécurité (voir l'encadré 5 ci-dessous).

Sur cette triple base, on propose ci-dessous un panorama (non exhaustif) des projets. Il s'agit souvent de projets de plus petite taille que ceux décrits dans la section 2.1, et porteurs d'applications nouvelles : c'est pourquoi on n'y trouve pas de projets touchant à la chimie ou au raffinage. Les projets liés à la mobilité sont décrits dans le chapitre 3 ci-dessous. De plus, on trouvera en Annexe 3 une description synthétique des projets recensés par la mission<sup>31</sup>.

Ce panorama est présenté selon la classification suivante :

---

<sup>29</sup> Ces enjeux méritent attention comme l'analyse un rapport de l'Ineris de 2016. Voir : Etude comparative des réglementations, guides et normes concernant les électrolyseurs et le stockage d'hydrogène, Ineris, mars 2016.

<sup>30</sup> Les informations de l'Ademe sont issues d'un bilan des dossiers soutenus entre 2011 et 2021. Ce bilan, de nature public, n'inclut pas les dossiers de la deuxième vague des projets territoriaux. Ces informations restent difficiles à interpréter en termes d'enjeux de sécurité, et la mission ne peut que regretter ce manque d'informations précises. Voir : <https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/4999-bilan-thematique-hydrogene-et-power-to-gas-edition-2021-9791029716348.html#/44-type-de-produit-format-electronique>

<sup>31</sup> On pourra aussi utilement consulter l'ouvrage « Hydrogène renouvelable, l'énergie verte du monde d'après » (mars 2021) du député Michel Delpon, président du groupe d'étude sur l'hydrogène de l'Assemblée nationale.

- installations de production d'hydrogène :
  - par électrolyseur de petite taille ;
  - à partir de biomasse ;
- installations de « stockage d'énergie » via l'hydrogène décarboné ;
- installations de production de carburants de synthèse ;
- utilisation pour l'industrie :
  - fourniture de chaleur de process, dont fourniture d'eau chaude ;
  - usine produisant des équipements pour l'hydrogène et l'utilisant à des fins de tests ;
- chariots éléveurs à hydrogène.

## 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. On peut trouver logique la production au plus près d'installations de production d'électricité éolienne ou photovoltaïque dispersées, mais on peut aussi s'interroger sur l'intérêt d'investir dans des électrolyseurs connectés à des sources d'énergie intermittentes isolées et qui ne bénéficieront pas d'effets d'échelle. Tout en favorisant la constitution de grosses entités d'électrolyse, la mise en œuvre de la stratégie française inclut un volet de soutien à des petites installations, ce qui permet de produire de l'hydrogène à proximité d'usages locaux, notamment dans le domaine de la mobilité, ou bien là où le réseau est fragile comme en Guyane.

Les stations-service de distribution d'hydrogène pour la mobilité sont elles aussi parfois couplées à des unités de production de petite taille (voir le chapitre 3).

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

- en Paca, à Port-de-Bouc ((13), 9 000 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 Chamboeuf (21) et à Strasbourg (67). La start-up Plenesys issue de l'Ecole nationale supérieure des mines de Paris à Sophia-Antipolis (06) a aussi reçu un soutien pour son activité de torches à plasma utilisées dans la pyrolyse du méthane<sup>32</sup>.

## 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 envisagé 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). Un des objectifs à terme de ce projet, porté par l'entreprise Lhyfe, est de pallier la difficulté d'acheminement de l'électricité depuis des éoliennes en haute mer : l'alternative serait de transformer l'électricité en hydrogène sur la

---

<sup>32</sup> Ce procédé est en cours de test à grande échelle via une licence concédée il y a dix ans à une entreprise américaine ; le produit principal de l'industriel est du noir de carbone de qualité maîtrisée et l'hydrogène est un sous-produit.

plateforme offshore et de transporter l'hydrogène par canalisation vers le continent. A terme, il s'agira d'arbitrer entre le coût de la connexion électrique et la perte de rendement liée à la production d'hydrogène. Pour l'instant, il s'agit d'expérimenter la technologie d'électrolyseur dans les conditions des éoliennes en mer.

- 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 %. En fonction des températures d'exploitation des électrolyseurs, la limite théorique n'est d'ailleurs pas beaucoup plus élevée.

### 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 CO<sub>2</sub> (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*) issus de l'électricité 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 Hinovy (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, 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 dans les années 2010 (voir l'encadré 7 au chapitre 4). A Châteauroux (36), le projet Marhysol d'Engie porte sur la méthanation<sup>33</sup> ; un autre projet du même type est en cours à Angers (49).

### 2.2.4 Utilisation dans l'industrie

La fourniture de chaleur pour les process industriels est un usage attendu de l'hydrogène. En effet, les solutions de chauffage électrique sont encore difficiles à mettre en œuvre pour des températures supérieures à 400 °C, et l'hydrogène pourrait être utilisé pour décarboner des installations utilisant aujourd'hui du gaz. La mission n'a cependant pas identifié de tels projets en France.

L'enquête de la mission auprès des Dreal a permis d'identifier un projet d'utilisation de l'hydrogène pour la fourniture d'eau chaude à Etupes (25) en Bourgogne-Franche Comté (BFC).

Outre les projets Piiec sur la fabrication d'équipements (Faurecia, Plastic Omnium, Symbio ; voir la section 2.1.3 ci-dessus) – qui sont identifiés par les Dreal comme utilisateurs d'hydrogène en petite quantité – l'enquête de la mission auprès des Dreal a permis d'identifier le site de Borg Warner à Blois (41) qui travaille sur des injecteurs de moteurs utilisant de l'hydrogène comme carburant. Ce dossier bénéficie d'un soutien de l'Ademe dans le cadre des PIA.

### 2.2.5 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 10kW. Les gestionnaires de plateformes logistiques comme Walmart aux Etats-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 Etats-Unis, les expérimente à Vannes (56).

---

<sup>33</sup> Le procédé de méthanation consiste à produire du méthane à partir de monoxyde (ou dioxyde) de carbone et d'hydrogène.

#### Encadré 5 : Un éclairage sur les projets financés par l'Ademe.

Le bilan publié par l'Ademe porte sur 41 projets Hydrogène financés entre 2011 et 2021. Ces projets ont été sélectionnés parmi 121 dossiers soumis, soit un taux de sélection proche d'un sur trois. Si on met de côté – pour rester sur le même périmètre que le panorama des projets décrit ci-dessus – d'une part la quinzaine de projets sélectionnés dans le cadre des concours d'innovation, d'autre part la quinzaine de projets sélectionnés liés à la mobilité Hydrogène, il reste un ensemble de 12 projets financés par l'Ademe. Ces 12 projets se répartissent en trois groupes :

- 5 dossiers portent sur la production d'hydrogène : le projet de production à partir de biomasse d'Haffner R-Hynoca, le projet CryocapH2 d'Air Liquide terminé depuis 2017, un projet de stockage sur hydrure porté par McPhy, le projet ArevaH2Green d'Areva pour des électrolyseurs à membranes échangeuses de protons (PEM), et le projet de production à partir de biogaz porté par Hera France VaBHyogaz3 ;
- 4 dossiers portent sur le « *power to gas* » : Jupiter 1000 à Fos, les projets Methycentre et Hycounais de Storengy, et le projet GrHyd porté par Engie à Dunkerque ;
- et 3 autres dossiers : une centrale électrique dans l'ouest guyanais, le projet Genhyus de groupes électrogènes à hydrogène porté par Delta Services, et le projet EcobioH2 de stockage d'énergie sous forme d'hydrogène pour le résidentiel en Avignon par SCI Ecobio.

On peut noter en outre que cinq projets d'usages industriels de l'hydrogène ont été présélectionnés : quatre n'ont pas abouti et un est encore en cours d'instruction.

Une bonne part de ces projets ont été cités ci-dessus dans la section 2.2. On vérifie ainsi que le paysage des projets financés par l'Ademe est sensiblement plus ciblé que le panorama des projets recensés par le site Vig'Hy et les Dreal : les financements de l'agence ont été attribués de façon sélective, sur des projets souvent plus mûrs. La mission estime aussi que ces 12 projets apparaissent comme plus matures du point de vue de la sécurité, et elle constate qu'un petit nombre d'entre eux concentrent des enjeux de sécurité spécifiques : les procédés spécifiques de production (biomasse, PEM) et le contexte spécifique de l'usage dans le secteur résidentiel.

La figure suivante montre la répartition géographique des 41 projets financés par l'Ademe.

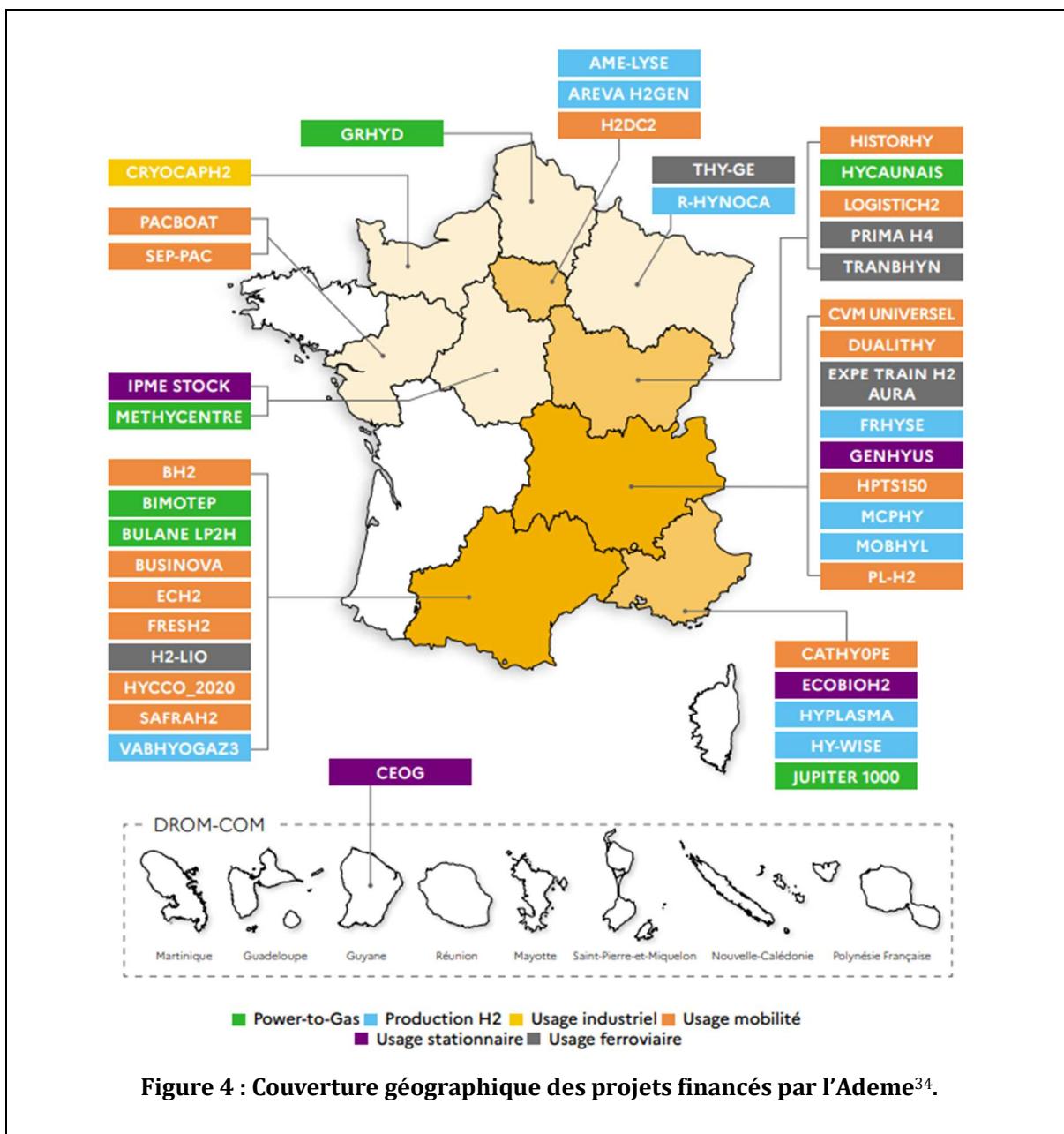


Figure 4 : Couverture géographique des projets financés par l'Ademe<sup>34</sup>.

<sup>34</sup> Source : Bilan thématique Hydrogène et power-to-gas, Ademe, octobre 2021.

### 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 dont les batteries.

L'hydrogène, dont la densité énergétique est nettement inférieure à celle des carburants fossiles<sup>35</sup>, jouit en revanche d'avantages indéniables en la matière 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<sup>36</sup>. 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<sup>37</sup>.

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. La mission rend compte ci-dessous de ceux qu'elle a observés.

#### 3.1 Les autorités organisatrices de la mobilité, prescripteurs engagés

##### 3.1.1 Les bus à hydrogène

Certaines collectivités territoriales ont entamé dès 2019 la conversion à l'hydrogène d'une partie de leur flotte de bus. La mission a rencontré trois gestionnaires de bus à hydrogène : Artois Mobilités à Lens (62), l'agglomération de Pau (64) et Ile-de-France Mobilités avec son opérateur historique la Régie autonome des transports parisiens (RATP).

- La première fut pionnière en la matière. Elle a acheté six bus à hydrogène au constructeur français Safra, qu'elle a mis en service en novembre 2019 sur une de ses lignes. Leur dépôt dispose d'une station-service dédiée (gérée par Engie et dotée d'un électrolyseur pour produire localement l'hydrogène), et d'un atelier de maintenance pourvu de détecteurs d'hydrogène au sol et au plafond. Les bus stationnent en plein air.
- La deuxième, Pau, a fait appel au constructeur belge Van Hool pour équiper l'une de ses lignes de bus structurantes, reliant sur 6 km l'hôpital à la gare, en site propre pour l'essentiel.

---

<sup>35</sup> Ainsi, le réservoir d'essence d'un véhicule « classique » est presque trois fois plus léger, à énergie embarquée identique et enveloppe comprise, que le réservoir d'hydrogène. Autre exemple : le kérosome est quatre fois plus compact que l'hydrogène liquide par lequel Airbus envisage de le remplacer dans certains avions de ligne et sept fois plus compact que l'hydrogène gazeux comprimé à 700 bars.

<sup>36</sup> Cf. Annexe 4 : Principaux ordres de grandeur.

<sup>37</sup> Pour une même quantité d'énergie fournie à la roue, le recours à l'hydrogène nécessite une quantité d'énergie 2 à 3 fois plus importante que l'utilisation d'une batterie (voir notamment la section 3.2.4 ci-dessous), ce qui va certainement conduire à privilégier les batteries pour une bonne partie des mobilités à courte et moyenne distance.

L'hydrogène a été préféré à une solution de captage d'électricité au sol du fait de la contrainte du croisement de l'itinéraire emprunté par le Grand prix automobile de Pau. Nonobstant un incident survenu le 6 septembre 2021, du fait d'une fuite d'un réservoir, incident géré sans difficulté, Pau se félicite d'un taux de disponibilité de ses bus de 98 %. En revanche, le syndicat mixte déplore les contraintes *sui generis* imposées, en l'absence de réglementation claire, par son assureur et par le gestionnaire d'alarme, à savoir un stationnement des bus à l'air libre.

- Sept bus à hydrogène conçus par Van Hool et Safra circulent depuis trois ans sur le réseau d'Ile-de-France Mobilités, dans le secteur de Versailles (78), ravitaillés à la station-service d'Air Liquide des Loges-en-Josas (78). De plus, l'hydrogène sera prochainement testé par la RATP sur deux sites : 17 bus remisés à Créteil (94) fin 2023, et 5 bus remisés à Bagneux (92) en 2024. A Créteil, l'hydrogène sera produit par l'usine d'incinération d'ordures ménagères du Sipperec voisin (Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication). Les bus seront remisés dans un parking semi-ouvert à Créteil et en plein air à Bagneux, dans des dépôts de petite taille (25 à 30 véhicules) alors que le dépôt standard dans la région parisienne en rassemble d'ordinaire 200. Ils n'emprunteront pas de passage souterrain.

Les autorités organisatrices de la mobilité restent toutefois freinées par le coût des véhicules (voir l'encadré 4 au chapitre 1), et par celui de l'hydrogène.

On peut souligner quelques points communs à l'expérience de ces gestionnaires de bus.

- Les bus ont typiquement un réservoir d'hydrogène de 30 kg, à 350 bars. Ils consomment 8 à 9 kg d'hydrogène aux 100 km. L'autonomie est donc d'environ 300 km, et elle atteint environ 500 km pour certains bus équipés d'une batterie en appui de l'énergie Hydrogène.
- Les gestionnaires sont tous, à ce jour, dans une démarche d'expérimentation, et ils sont conscients que les bus à hydrogène ne présentent pas encore toutes les garanties de fiabilité. Ainsi, en Ile-de-France comme en Artois, le gestionnaire a dû parfois faire rouler des bus propulsés par une autre énergie (Diesel ou décarbonée : batterie, biocarburant...) pour assurer la continuité du service en situation de défaillance de certains des bus à hydrogène<sup>38</sup>.
- Les gestionnaires rencontrés par la mission ont une réflexion pour évaluer ce que sera, à terme, la « zone de pertinence » des bus à hydrogène, zone pour laquelle l'hydrogène a des avantages en termes de « valeurs d'usage » par rapport à d'autres types de bus décarbonés, que ce soit en termes d'autonomie, de rapidité de la recharge, ou de masse (en comparaison des batteries)<sup>39</sup>. Ainsi, la RATP considère que l'hydrogène a vocation à occuper deux segments spécifiques : les bus articulés de 18 m (ce qui représente aujourd'hui 400 bus sur les 4 000 de son parc francilien), que les batteries électriques ne savent pas alimenter une journée entière sans recharge, et les minibus de long parcours en grande banlieue. La RATP estime que, en 2030, les bus à hydrogène représenteront quelques % de sa flotte de bus, qui sera essentiellement constituée à cet horizon de bus biocarburants ou batterie.

Même si leur utilisation est encore au stade de l'expérimentation, le développement des bus à hydrogène semble avoir clairement démarré en France, comme le montre le recensement tenu par France Hydrogène des projets des collectivités territoriales engagées dans la conversion à l'hydrogène d'une partie de leur flotte de bus. Au moment où la mission finalise ce rapport, le nombre de bus en

---

<sup>38</sup> En Artois, les bus à hydrogène ont fonctionné à 100 % pendant deux ans, mais ont ensuite montré des défaillances pour des raisons qui n'ont aucun lien avec les technologies de l'hydrogène (il s'agit de sujets purement mécaniques touchant à la résistance du châssis).

<sup>39</sup> A ce jour, la zone de pertinence est définie au regard des valeurs d'usage à défaut de pouvoir compléter l'analyse par des comparaisons de coûts, du fait de l'absence de visibilité sur les aspects économiques à moyen terme (voir la section 1.5 et l'encadré 4 notamment).

opération est proche de 35<sup>40</sup>, dans 7 sites : Auxerre (89), La Roche-sur-Yon (85), Le Mans (72), Lens (62), Pau (64), Toulouse (31) et Versailles (78). Le nombre de bus à hydrogène en circulation devrait atteindre la centaine en 2024, et pourrait dépasser 500 à la fin de la décennie<sup>41</sup>. 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.

### 3.1.2 Les trains à hydrogène

Les régions, autorités organisatrices du transport ferroviaire et interurbain, s'intéressent au train à hydrogène. Celui-ci 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 un montant total d'aide de 47,1 M€, pour acheter et faire circuler sur certaines de leurs petites lignes 14 rames à hydrogène développées par Alstom. Les prototypes sont en cours de développement ; les premiers essais auront lieu en 2024, la livraison des 14 rames et la mise en service sont prévues en 2026. Ces rames seront très proches de celles qui viennent d'entrer en service commercial sous le nom de iLint sur une ligne en Allemagne du nord – ce qui constitue une première mondiale.

L'intérêt pour les régions est de décarboner leurs trains sans devoir pour autant électrifier les lignes. Alstom estime que la très grande majorité des 1200 trains de voyageurs existants avec motorisation Diesel seront remplacés par des trains décarbonés au cours de la décennie 2030-2040, avec environ deux tiers de trains à batterie et un tiers de trains à hydrogène, ces derniers bénéficiant notamment du fait que le déploiement des infrastructures de recharge sera plus simple que pour les batteries.

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

### 3.2.1 Des gammes de véhicules variées

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. Le camion CATHyOPE, présenté par Carrefour comme le premier camion à hydrogène français, a été présenté à l'occasion de plusieurs démonstrations publiques, et le site Vig'Hy de France Hydrogène répertorie deux camions à hydrogène sur le site de Gardanne (13) ; mais la mission comprend que ces poids lourds ne sont pas encore en circulation à ce jour. En outre, un petit nombre de bennes à ordures ménagères (BOM) à hydrogène circulent aujourd'hui et France Hydrogène recensait en septembre 2022 une centaine de projets de BOM à hydrogène<sup>42</sup>. L'hydrogène pourrait aussi prendre progressivement une place pour des engins (par exemple des engins de chantier) soumis à une exploitation intensive pour laquelle un temps de recharge court est un paramètre crucial, ou pour les cars interurbains<sup>43</sup>. Le constat de la mission est cependant que, à ce jour, l'usage de l'hydrogène pour

---

<sup>40</sup> A comparer à environ 500 bus à batterie.

<sup>41</sup> Hors région parisienne, la liste des collectivités qui ont annoncé la conversion à l'hydrogène d'une partie de leur flotte de bus inclut Belfort-Montbéliard (90), Bordeaux (33), Cannes (06), Châteauroux (36), Clermont-Ferrand (63), Dijon (21), Dunkerque (59), Fos-sur-mer (13), L'Alpe d'Huez (38), Les Sables d'Olonne (85), Lille (59), Limoges (87), Lorient (56), Lyon (69), Mâcon (71), Metz (57), Montpellier (34), Nantes (44), Nice (06), Rouen (76), Saint-Brieuc (22), Saint-Étienne (42), Tarbes (65) et Toulon (83). D'autres collectivités, dont Alès (30) et Chambéry (73), mènent ou ont mené des expérimentations de bus à hydrogène.

<sup>42</sup> La première BOM à hydrogène circulant en France a été testée en septembre 2021 au Mans (72). On peut noter à ce propos une situation intéressante de regroupement de plusieurs collectivités territoriales : Angers (49), Dijon (21) et Le Mans (72) ont engagé une commande groupée pour 29 BOM à hydrogène.

<sup>43</sup> Concernant les cars interurbains, la mission a eu connaissance de ce qui semble constituer une première en France : un car « rétrofité » à l'hydrogène devrait circuler avant la fin de l'année 2022 entre Evreux et Rouen. L'exploitant a fait le choix d'un car à hydrogène parce que son autonomie permet de parcourir 380 km/j avec un seul plein.

la mobilité lourde tarde à « décoller »<sup>44</sup>.

Des expérimentations et des initiatives se développent dans des « segments » intermédiaires entre la mobilité légère et la mobilité lourde. On pense en particulier aux 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). La perspective de voir se développer en France l'usage de VUL à hydrogène est d'ailleurs évoquée dans la PPE, comme on l'a rappelé dans la section 1.2.

Il faut citer aussi le développement, moins attendu, des taxis à hydrogène en région parisienne : environ 300 taxis à hydrogène 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<sup>45</sup>. Ces taxis sont principalement des voitures Toyota Mirai (voir la section 3.2.3), et leur essor est décrit en Annexe 5. Stimulées par l'échéance emblématique des Jeux olympiques de Paris, les deux entreprises porteuses de ce développement affichent des objectifs extrêmement ambitieux à l'horizon 2024 : 25 stations-service à hydrogène supplémentaires en région parisienne et 10 000 taxis parisiens à hydrogène en circulation. Même si la mission doute que ces objectifs pourront être atteints, cette dynamique singulière est à signaler et mérite une attention particulière.

### 3.2.2 Le déploiement des stations de distribution

Il est utile de compléter ce panorama en décrivant le développement des stations-service à hydrogène.

Au dernier trimestre 2022, une cinquantaine de stations sont en service en France<sup>46</sup>. Une part substantielle de ces stations distribuent de l'hydrogène produit sur place – par électrolyse – et les autres sont alimentées par des bouteilles transportées par camion. L'hydrogène est stocké en station en phase gazeuse<sup>47</sup>, à des pressions pouvant aller jusqu'à 500 bars voire 1000 bars pour pouvoir alimenter les réservoirs à 350 ou 700 bars placés dans les véhicules<sup>48</sup>. La quasi-totalité des stations stockent une quantité d'hydrogène inférieure à 1 t<sup>49</sup>.

Ces premières étapes du déploiement de stations de distribution d'hydrogène en France sont perçues par les acteurs de la filière comme une réussite, due notamment aux soutiens attribués dans le cadre de l'AAP « Ecosystèmes territoriaux » de l'Ademe : ces soutiens ont permis que le développement des stations accompagne les premiers usages de l'hydrogène dans les territoires, notamment pour la mobilité. Logiquement, certaines stations ont aussi bénéficié de soutiens apportés par les collectivités territoriales. La Commission européenne attribue aussi des financements pour des projets de stations ; elle a ainsi annoncé en septembre 2022 une enveloppe de 292 M€ pour le financement de 24 projets, portant sur la mise en place de 57 stations à hydrogène en Europe. Parmi eux figurent 4 projets français,

---

<sup>44</sup> La situation est un peu différente en Suisse, mais encore limitée. Ainsi, il a été annoncé en juillet 2021 que les 46 camions à hydrogène construits par Hyundai et livrés en Suisse avaient atteint collectivement le million de kilomètres parcourus en « seulement 11 mois » (ce qui représente un peu moins de 2000 km par mois et par véhicule). Selon certains interlocuteurs de la mission, ces camions ne sont pas homologués pour circuler en France.

<sup>45</sup> La mission n'a pas eu connaissance d'un développement de taxis à hydrogène dans d'autres villes françaises. Il existe cependant quelques initiatives similaires en Europe. Ainsi, le projet européen Zefer (*Zero emission fleet vehicles for European rollout* : lancement européen de flottes de véhicules zéro émission), entamé en 2017, a pour objectif de lancer le déploiement de taxis à hydrogène dans trois capitales européennes : Copenhague, Londres et Paris.

<sup>46</sup> A cette cinquantaine de stations s'ajoutent des petites stations non répertoriées car distribuant moins de 2 kg d'hydrogène par jour (ce qui correspond au seuil à partir duquel une déclaration à l'administration est requise). Certaines de ces petites stations sont temporaires (pour l'événementiel).

<sup>47</sup> Air Liquide, se distinguant des autres grands acteurs du déploiement de stations, porte le projet de mettre en place à partir de fin 2024 des stations-service équipées de stockages d'hydrogène liquide.

<sup>48</sup> En fait la pression dans le réservoir du véhicule et dans le tuyau de remplissage varie au cours du remplissage. De plus, l'hydrogène est refroidi à -40 °C pour éviter d'atteindre des températures trop élevées en fin de remplissage.

<sup>49</sup> Le seuil à partir duquel une installation de stockage d'hydrogène doit faire l'objet d'une autorisation administrative – plutôt que d'une simple déclaration – est précisément de 1 t.

pour le déploiement de 20 nouvelles stations :

- 2 stations à Dijon (21),
- 4 stations portées par Air Liquide à Fos (13), Lyon-Saint Exupéry (69), Plan d'Orgon (13) et Vitry-sur-Seine (94),
- 4 stations portées par Hynamics à Cannes (06), Dunkerque (59), et 2 en région parisienne,
- et 10 stations portées par la Société du taxi électrique parisien (Step) en région parisienne (voir Annexe 5).

Forte de cette première réussite, la filière a confiance dans le fait qu'un déploiement plus large des stations pourra être réalisé dans les prochaines années et que ce déploiement sera plus facile que la mise en place d'un réseau de recharges rapides pour les véhicules à batterie, ce qui est un des facteurs clés du développement de la mobilité Hydrogène. Ainsi, les acteurs bâtissent des perspectives pour la poursuite du déploiement des stations-service :

- Le Conseil national de l'hydrogène (CNH) a demandé à l'institut de recherche technologique (IRT) Systemix une étude – que la mission n'a pas pu consulter – pour élaborer une vision du futur réseau national de ces stations. Il est très difficile aujourd'hui d'estimer à quelle échéance pourrait s'effectuer un basculement de la situation actuelle – où les stations desservent des véhicules « captifs », qui n'effectuent que des déplacements à l'échelle locale – vers une situation où les déplacements inter-régionaux – voire transnationaux – de véhicules à hydrogène se développeront de façon significative en s'appuyant sur un réseau national – voire européen – de stations-service.
- Engie, qui possède environ la moitié des stations actuelles, projette d'avoir déployé 50 stations en France en 2025, et 100 en 2030.
- TotalEnergies, qui compte à ce jour 33 stations en Europe, a pour objectif d'atteindre 150 stations en 2030 dans la zone France-Allemagne-Benelux.

Les sujets techniques liés au déploiement des stations à hydrogène bénéficient de l'expérience acquise par ces acteurs pour d'autres types de stations, et progressent en maturité<sup>50</sup>. Plusieurs autres entreprises françaises, telles que Atawei, HRS et McPhy, fabriquent des stations à hydrogène, et certaines en exportent.

En terminant cette description de la dynamique du déploiement des stations à hydrogène, la mission tient à rappeler que l'équilibre économique de ces activités est aujourd'hui assuré par un apport de crédits publics, et que la rentabilité à terme reste encore incertaine.

### ***3.2.3 Le marché des véhicules à hydrogène reste marqué par un certain attentisme, notamment pour les poids lourds***

L'entreprise Toyota domine aujourd'hui le marché de la voiture à hydrogène avec sa Mirai, vendue à 30 000 exemplaires par an environ dans le monde ; elle est présente dans un nombre limité de pays, dont la France depuis 2018. C'est une voiture haut de gamme. Elle est équipée d'un réservoir contenant 5 kg d'hydrogène, à 700 bars ; elle consomme environ 1 kg d'hydrogène au 100 km, et elle a donc une autonomie de 500 km. Environ 200 Mirai circulent en France, dont un petit nombre seulement hors de la flotte des taxis parisiens évoquée plus haut. Selon plusieurs interlocuteurs de la mission, Toyota a « mis la barre très haut » pour ce qui est de la sécurité de l'usage de l'hydrogène dans la Mirai, et celle-ci a atteint un niveau de fiabilité très satisfaisant. La figure suivante montre les équipements de la « chaîne de l'hydrogène » à bord de la Mirai.

---

<sup>50</sup> Il existe des normes pour les stations et leurs équipements (vannes, dispositifs de raccordement, etc.). On peut consulter à ce propos : Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée, Académie des technologies, juin 2020 (page 55). Des travaux sont aussi en cours en vue d'élaborer un protocole de remplissage standardisé.



**Figure 5 : Eclaté d'une voiture Toyota Mirai<sup>51</sup>.**

Dans ses prospectives détaillées sur le marché des véhicules routiers, partagées avec ses homologues de 36 pays, la Plateforme automobile (PFA) considère qu'il n'y aura pas de place pour l'hydrogène dans le marché des véhicules particuliers en 2030 en dehors du segment « *premium* », et estime que l'hydrogène occupera à cette échéance au plus 2 à 4 % du marché européen des véhicules particuliers.

Le marché des VUL à hydrogène a démarré en France et en Europe, porté notamment par Renault – à travers sa filiale Hyvia – et Stellantis. Du fait de la réglementation qui les oblige à décarboner leurs ventes et de la demande d'utilisateurs spécifiques, par exemple pour des véhicules d'intervention, Stellantis et Hyvia ont mis sur le marché en 2022 deux VUL de type Masters ou Expert avec un prolongateur d'autonomie à hydrogène. Leurs objectifs de ventes de 1000 véhicules par an en Europe en 2023 – pour chacune des deux entreprises – restent très limités par rapport aux ventes de véhicules à batterie, plus adaptés aux livraisons en ville ; néanmoins ces ventes pourraient représenter quelques centaines de véhicules par an en France. Les objectifs annoncés pour les prochaines années traduisent une perspective de croissance ambitieuse : 10 000 VUL par an vers 2026 puis 30 000 VUL à hydrogène en 2030 pour chacune des deux entreprises. La PFA estime que les VUL à hydrogène pourraient occuper 12 % du marché européen des VUL en 2030 – marché dans lequel les VUL à batterie seraient alors majoritaires.

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<sup>52</sup>).

S'agissant des poids lourds, la PFA énonce des projections similaires à celles des VUL avec, en 2030, 11 % de poids lourds à hydrogène équipés d'une pile à combustible et d'un moteur électrique, auxquels

<sup>51</sup> Source : *Wasserstoff: unser Beitrag zur Sicherheit*, (Hydrogène : notre contribution à la sécurité), *Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung*, juin 2020. De l'avant vers l'arrière on voit le groupe motopropulseur électrique, la pile à combustible et deux réservoirs d'hydrogène, le deuxième étant placé sous la batterie.

<sup>52</sup> Plusieurs interlocuteurs de la mission estiment que le rétrofit devrait occuper dans les prochaines années une part significative de la fabrication des véhicules à hydrogène, dans l'ensemble des segments : voitures, VUL, bus, poids lourds.

s'ajouteraient 3 % de poids lourds équipés d'un moteur à combustion interne à hydrogène<sup>53</sup>. Cependant, même si quelques dizaines de camions Hyundai circulent en Suisse, ainsi qu'en Allemagne, et si plusieurs autres constructeurs (Iveco, Scania, Toyota, Volvo) ont exprimé leur intérêt pour le poids lourd à hydrogène, un certain attentisme semble de mise. Aujourd'hui, les constructeurs européens intéressés par le poids lourd à hydrogène sont essentiellement en train de construire des prototypes qui ne devraient pas conduire à des mises sur le marché avant 2025 (Volvo, Daimler)<sup>54</sup>. Au contraire, l'entreprise Renault Trucks, rencontrée par la mission, dit « ne pas croire » au poids lourd à hydrogène du fait de la faiblesse du rendement énergétique de la chaîne complète « de l'électricité à la roue ». La PFA estime d'ailleurs que sa prospective sur la part de marché des véhicules à hydrogène en 2030 est moins assurée pour les poids lourds que pour les VUL, qui pourraient bien être dans les prochaines années les principaux précurseurs de la mobilité « lourde » à hydrogène.

### **3.2.4 Cerner les zones de pertinence de l'hydrogène pour la mobilité routière**

En conclusion des sections 3.1 et 3.2, la mission souhaite insister sur le fait que, dans le domaine de la mobilité terrestre, l'hydrogène n'a pas vocation à occuper l'ensemble des créneaux, mais seulement quelques-uns. C'est vrai des transports publics urbains où il semble pertinent pour une partie relativement ciblée du transport par bus, comme on l'a vu dans la section 3.1.1, et cela semble vrai aussi pour les taxis dans certaines grandes métropoles. L'hydrogène peut aussi être pertinent pour certains segments du transport interurbain par autocars. Il peut l'être aussi pour des engins utilisés sur des sites industriels ou logistiques, lorsqu'ils sont employés de façon intensive et que la brièveté du temps de recharge est un paramètre crucial.

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 », qui n'est pas acquise aujourd'hui.

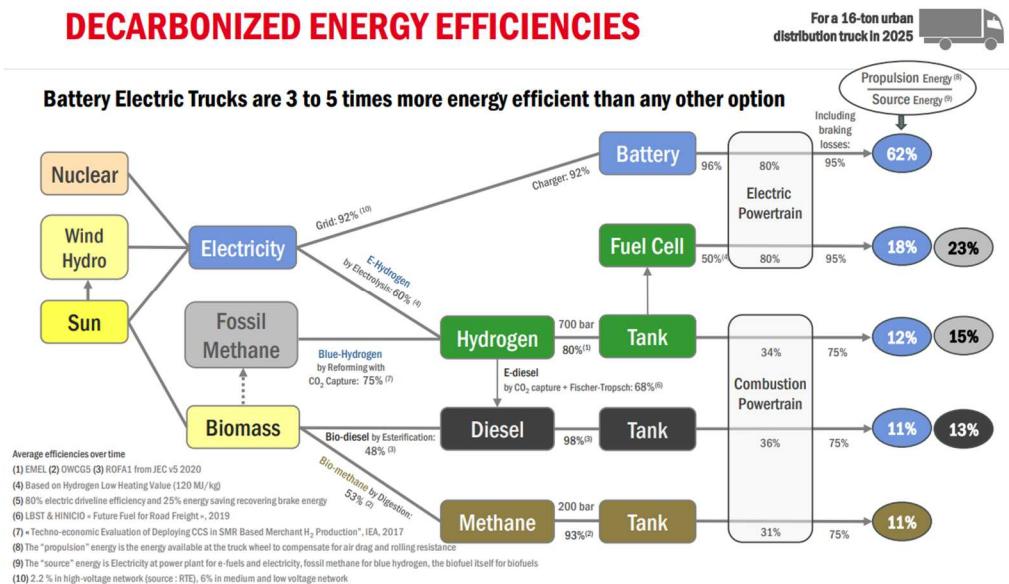
Outre les sujets liés aux « valeurs d'usage » des véhicules à hydrogène et ceux liés à l'équilibre économique de leurs usages, les réflexions sur la place de l'hydrogène dans le domaine de la mobilité devront aussi prendre en compte les éléments liés au rendement énergétique de l'ensemble de la « chaîne », comme l'illustre la figure suivante, communiquée à la mission par Renault Trucks à l'appui de la présentation de son choix de ne pas se lancer dans la construction de véhicules lourds à hydrogène : cette figure montre par exemple que le rendement de la chaîne énergétique d'un poids lourd à batterie est supérieur à celui d'un poids lourd équipé d'une pile à combustible dans un rapport de 2,5.

---

<sup>53</sup> L'utilisation de l'hydrogène (gazeux) comme carburant dans un moteur à combustion à la place des carburants fossiles (essence ou Diesel), notamment pour la mobilité lourde, est un sujet de recherche technologique sur lequel l'Ifpen (Institut français du pétrole et des énergies nouvelles) est un acteur très reconnu. Le sujet intéresse depuis quelques années plusieurs industriels, dont Toyota, Stellantis, Faurecia et HEF Groupe.

<sup>54</sup> Daimler semble être le plus avancé et annonce pour 2023 son premier camion prototype, équipé de deux réservoirs de 40 kg d'hydrogène liquide à -253 °C.

## DECARBONIZED ENERGY EFFICIENCIES



**Figure 6: Efficacité énergétique respective des différents modes de propulsion pour poids lourds<sup>55</sup>.**

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. Du fait des prix actuels élevés de l'énergie primaire, le fait que les rendements énergétiques de la chaîne de l'hydrogène sont plus faibles que ceux de l'usage des batteries se traduit inévitablement par un important déficit de « compétitivité prix » de l'hydrogène. Mais le profil des missions est aussi un facteur important. 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 des 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.

La mission recommande que les pouvoirs publics restent dans les prochaines années très attentifs aux évolutions de la mobilité Hydrogène pour les transports terrestres avec l'objectif de progressivement mieux cerner les créneaux sur lesquels l'hydrogène pourra occuper une vraie place.

### 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. A l'horizon 2050, si l'hydrogène a entre-temps réussi sa percée dans

<sup>55</sup> Source : *Road freight decarbonisation*, Renault Trucks, avril 2022.

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 à la mission 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.

Ces perspectives pourraient donc être porteuses d'un basculement de grande ampleur pour les aéroports<sup>56</sup>. Conscients que les investissements très importants qui pourraient être nécessaires doivent être anticipés d'une dizaine d'années environ, ADP a engagé une réflexion sur ce que pourraient être les étapes de la conversion à l'hydrogène de ses plateformes aéroportuaires. L'entreprise projette de convertir à l'hydrogène sa flotte d'engins circulant en zone réservée. Elle travaille avec l'Ineris et le service technique de l'aviation civile (Stac) de la Direction générale de l'aviation civile (DGAC) sur les sujets de sécurité liés à l'utilisation de véhicules à hydrogène autour des avions. Elle estime aussi que les premiers prototypes de petits avions régionaux équipés de piles à combustible pourraient exister à la fin de la décennie en cours<sup>57</sup>. ADP est aussi engagé dans des travaux avec Airbus et Air Liquide sur ce que pourrait être la future chaîne logistique de l'hydrogène à Orly et Roissy.

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 avitaillateurs, Air Liquide, le Stac, l'Ecole nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers (Ensosp) d'Aix-en-Provence et l'Ineris. C'est incontestablement une chance pour la France que le premier constructeur mondial ait pris ainsi l'initiative de cette réflexion collective sur les évolutions que l'hydrogène pourrait apporter pour le transport aérien et pour les plateformes aéroportuaires, à l'interface entre le transport aérien et les transports terrestres. La mission préconise que la DGAC suive ces réflexions de façon très attentive.

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

Avec l'objectif d'améliorer la qualité de l'air des villes portuaires, les navires ont entrepris de s'affranchir des fuels lourds et très soufrés qu'ils utilisaient traditionnellement. L'option couramment choisie à ce jour est le gaz naturel liquéfié (GNL), éventuellement les biogaz. Cependant cette option ne répond pas à la nécessité de décarboner le transport maritime qui à ce jour représente environ 3 % des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique, plus encore que le trafic aérien.

On a vu que 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 (probablement sous la forme liquide à -253 °C) – en concurrence avec d'autres énergies possibles. Dans tous les cas, ces perspectives sont de moyen ou de long terme et il reste de nombreux obstacles à franchir<sup>58</sup> : à la connaissance de la mission, il n'existe aujourd'hui

---

<sup>56</sup> Un interlocuteur de la mission illustrait l'ampleur de ce basculement en posant la question : est-ce que les grands aéroports vont devenir des usines Seveso ? Ils pourraient en effet devenir des sites importants de production d'hydrogène, ou des sites munis de grandes installations de liquéfaction de l'hydrogène qui serait apporté sous forme gazeuse par canalisation.

<sup>57</sup> Ces avions régionaux volent à des vitesses inférieures à celles des avions d'affaires, dont ADP estime qu'ils utiliseront à terme des carburants aériens écologiques (*e-fuels*).

<sup>58</sup> Voir : <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Five-lessons-to-learn-on-hydrogen-as-ship-fuel.html>.

aucun projet de prototype de navire à hydrogène<sup>59</sup>.

Plus généralement, il n'existe pas aujourd'hui de consensus international sur le choix par le transport maritime international d'un combustible neutre en carbone : les candidats sont nombreux et beaucoup utilisent l'hydrogène ou ses dérivés (hydrogène, méthanol, ammoniac, GNL avec CCS, e-carburants, biocarburants, ...). La priorité actuelle consiste donc à favoriser l'expérimentation d'un certain nombre de ces technologies et d'en tirer le maximum d'enseignements.

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)<sup>60</sup>. 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 hydrogénéation puis, à l'arrivée, déshydrogénération d'une molécule complexe ; elle a un rendement médiocre et un coût jugé encore excessif<sup>61</sup>.

Face à ces perspectives encore imprécises, les ports maritimes français s'interrogent, et ils manquent encore d'une vision réaliste des besoins. Il est vrai que le bouquet énergétique susceptible d'être demandé par la clientèle est large, comme l'a décrit un récent rapport du CGEDD et du CGE<sup>62</sup>. Un premier pas significatif pourrait être celui de l'alimentation à quai des navires par barge, prévue à Rouen à l'horizon 2025<sup>63</sup>. Autre exemple de réflexion en cours : le port de Bordeaux réfléchit aussi à la façon de mobiliser les quelques 3 000 t/an d'hydrogène fatal produites par un industriel local.

Schématiquement, on peut résumer les questions auxquelles les ports maritimes français font face de la façon suivante :

- Pour décarboner les navires, aussi bien au cours de leur séjour au port que durant leur navigation, quelles énergies les ports devront-ils fournir à quai dans le futur : de l'électricité, de l'hydrogène, d'autres sources d'énergie (biogaz, e-fuels, ammoniac, méthanol, etc.) ?
- Quelles seront dans dix ou vingt ans les principales sources d'énergie apportées dans les ports français par voie maritime (hydrogène, ammoniac, LOHC, autres sources décarbonées...) et quelles capacités de transformation, de stockage et de transport devront être prévues en proximité ?
- Quelles évolutions les ports devront-ils mettre en œuvre dans leurs relations et leurs interactions avec leur environnement industriel – sachant que les environnements industriels des ports seront particulièrement impactés par le développement de l'hydrogène et qu'ils incluront une très grande part des capacités françaises de production d'hydrogène décarboné (comme on l'a vu au chapitre 2) ?

---

<sup>59</sup> Plus généralement, il n'existe pas aujourd'hui de consensus international sur le choix d'un combustible neutre en carbone pour le transport maritime : les candidats sont nombreux et beaucoup utilisent l'hydrogène ou ses dérivés (hydrogène, méthanol, ammoniac, GNL avec CCS, e-carburants, biocarburants, ...). La priorité actuelle consiste donc à favoriser l'expérimentation d'un certain nombre de ces technologies et d'en tirer le maximum d'enseignements.

<sup>60</sup> Un premier transport maritime d'hydrogène liquide a eu lieu cette année entre le Japon et l'Australie.

<sup>61</sup> Avec sa filiale Axens spécialisée dans la catalyse, l'Ifpen cherche les catalyseurs permettant de minimiser la consommation d'énergie dans les processus d'hydrogénéation et déshydrogénéation. Le CEA mène aussi des recherches exploratoires sur de nouveaux LOHC.

<sup>62</sup> Modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports, CGEDD et CGE, décembre 2021.

<sup>63</sup> L'entreprise HdF Energy porte le projet Elementa de barge Hydrogène à Rouen, qui consiste à alimenter en électricité ou éventuellement en hydrogène les navires à quai ; l'intérêt de la barge est qu'elle peut se déplacer facilement d'un navire à l'autre, ce qui évite au port de coûteux investissements en infrastructures. HdF Energy se positionne aussi sur un projet conjoint avec Fincantieri de conversion des navires à l'hydrogène, projet qui sollicite un soutien public au titre des projets Piiec.

Le constat de la mission est que, 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, et qu'ils ont des difficultés à définir le rôle qu'ils pourraient jouer dans la « transition Hydrogène ». La mission considère qu'une telle réflexion collective sur les impacts du développement de l'hydrogène pour le transport maritime et pour les ports doit être lancée, et qu'il revient à l'Etat de l'organiser en y associant non seulement les ports maritimes mais aussi d'autres acteurs impliqués dans les évolutions à construire, par exemple les chantiers navals, notamment les Chantiers de l'Atlantique, et les armateurs. Cette réflexion concerne des enjeux majeurs pour l'avenir des ports maritimes français.

***Recommandation 2 (adressée à la DGAmPa<sup>64</sup> et à la DGITM) : Lancer une réflexion spécifique « Hydrogène et plateformes portuaires », en associant des grands acteurs du transport maritime international.***

---

<sup>64</sup> Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture.

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

Comme on l'a noté au chapitre 1, les sujets du transport et du stockage de l'hydrogène ne sont pas évoqués dans la stratégie nationale de septembre 2020. Le sujet de l'importation éventuelle d'hydrogène produit dans d'autres pays, qui soulève aussi la question du transport, n'y est pas évoqué non plus. Cependant, ces sujets font l'objet de réflexions au sein de la filière Hydrogène : des perspectives sont proposées, des travaux sont menés et des premiers projets sont lancés. Des choix structurants devront être faits à un terme relativement rapproché.

### 4.1 Le transport d'hydrogène par canalisation

#### 4.1.1 Le transport interrégional d'hydrogène

En France, l'opérateur majeur de transport du gaz est l'entreprise GRTgaz, filiale d'Engie. Elle assure une mission de service public visant à garantir la continuité d'acheminement du gaz, et exploite en France plus de 32 000 km de canalisations enterrées pour transporter le gaz des fournisseurs vers les consommateurs raccordés à son réseau : gestionnaires de distribution publique, centrales de production d'électricité et sites industriels. Ces missions sont assumées dans le Sud-Ouest par l'entreprise Teréga, qui gère plus de 5 000 km de canalisations. A ce jour, aucune de ces deux entreprises ne transporte de l'hydrogène dans ses canalisations.

Il faut cependant noter qu'il existe déjà en France, depuis quelques décennies, du transport d'hydrogène par canalisation, principalement sur le « réseau privé » appartenant à Air Liquide. Ce réseau compte environ 300 km de canalisations. L'hydrogène (gris) est transporté à l'état gazeux sur quelques kilomètres ou quelques dizaines de kilomètres, depuis un site de production vers des sites industriels.

Même si elle n'est pas abordée dans la stratégie nationale, la question du besoin de disposer en France à moyen ou long terme d'un réseau, même minimal, de transport de l'hydrogène par canalisation a rapidement émergé. Elle est posée non seulement par GRTgaz et Teréga, mais aussi par d'autres acteurs de la filière Hydrogène tels que les grandes industries<sup>65</sup>, ou encore par les acteurs qui portent les réflexions sur l'avenir de la filière dans son ensemble, tels que l'association France Hydrogène et le CNH. La question est cruciale pour plusieurs raisons :

- 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 pas avoir besoin de transporter l'hydrogène<sup>66</sup>. Le transport interrégional permettra aussi de mettre en réseau les bassins d'utilisation de l'hydrogène avec les principaux sites de stockage.
- Une capacité minimale de transport est un moyen puissant pour homogénéiser les prix de l'hydrogène livré – comme cela est le cas pour le gaz naturel – et pour assurer la flexibilité nécessaire du dispositif national de production et de livraison.

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

<sup>65</sup> Par exemple, ArcelorMittal, qui pourrait être à l'horizon 2030 le premier consommateur d'hydrogène décarboné en France, est très attentif aux questions relatives au transport et à l'importation d'hydrogène, en vue de sécuriser son approvisionnement en hydrogène au meilleur prix.

<sup>66</sup> Il est encore plus difficile d'imaginer que cette adéquation serait « parfaite » en toute saison, en été (où l'hydrogène vert sera plutôt produit au sud de la France ou de l'Europe, à partir d'électricité d'origine solaire) aussi bien qu'en hiver (où l'hydrogène vert sera plutôt produit au nord de la France ou de l'Europe à partir d'électricité d'origine éolienne).

un risque de fuite plus élevé avec l'hydrogène qu'avec le gaz naturel (voir le chapitre 5). Ces risques sont maîtrisés aujourd'hui en environnement industriel fermé, par Air Liquide et par les industries consommatrices d'hydrogène. Mais il est clair qu'un déploiement plus large du transport d'hydrogène par canalisation enterrée exige des précautions particulières et nécessite au préalable des travaux de recherche et développement (R&D) et des projets d'expérimentation. Les deux sociétés GRTgaz et Teréga se sont engagées dans ce type de travaux, avec un soutien financier de l'Etat. Les principales questions sont bien identifiées : elles concernent notamment 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. GRTgaz porte avec des partenaires allemands deux projets expérimentaux de conversion de canalisations existantes pour le transport d'hydrogène : le projet MosaHYc (*Moselle Sarre hydrogen conversion*) et le projet RHYn (*Rhine hydrogen network*) sur deux réseaux transfrontaliers de 70 et de 100 km respectivement<sup>67</sup>. Sur la base de ces travaux, les acteurs du transport du gaz (en France et en Europe) considèrent qu'ils seront en mesure d'entamer dans un petit nombre d'années le déploiement du transport d'hydrogène par canalisation. Ce déploiement se ferait principalement par conversion de canalisations existantes<sup>68</sup> utilisées aujourd'hui pour le transport du gaz naturel.

Même si elle reste à confirmer<sup>69</sup>, cette conviction de la faisabilité technique et économique du transport d'hydrogène par canalisation a permis aux acteurs de la filière de préciser la perspective concernant ce qu'ils estiment être nécessaire en matière de déploiement d'infrastructures de transport dans les prochaines années. Ainsi, une forme de consensus émerge depuis peu au sein de la filière sur le besoin de commencer à disposer, d'ici à la fin de la décennie 2020, d'une capacité de transport interrégional par canalisation pour relier entre eux les « bassins Hydrogène » (voir la section 1.2) et les sites de stockage géologique (voir la section 4.2 ci-dessous). Le document « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène » de France Hydrogène donne une estimation de 700 km de canalisations d'hydrogène en France en 2030. Ces perspectives s'inscrivent dans une vision où le transport d'hydrogène par canalisation est utilisé principalement à l'échelle interrégionale, mais il peut l'être aussi dans certains cas au sein d'un même « bassin Hydrogène »<sup>70</sup>. Elles s'intègrent aussi dans une vision européenne du transport d'hydrogène, comme on le verra dans la section 4.1.2.

#### Encadré 6 : La distribution d'hydrogène.

Outre les acteurs du transport de gaz, les acteurs de la distribution sont aussi concernés par le développement de l'hydrogène. Ainsi, l'entreprise GRDF (Gaz réseau distribution France), filiale d'Engie et principal distributeur de gaz naturel en France et en Europe, dit être interrogée « presque quotidiennement » par les collectivités territoriales et d'autres parties prenantes sur les perspectives liées à l'hydrogène. GRDF prévoit les premières expérimentations de distribution d'hydrogène en 2025-2026 – et a engagé à cette fin un programme de R&D – et prévoit une accélération de cette distribution à partir de 2030.

<sup>67</sup> Le projet MosaHYc aboutira notamment à l'élaboration d'un projet de « protocole de conversion d'une canalisation » à l'hydrogène. Certains acteurs expriment leur souhait que soit élaboré en la matière un guide interprofessionnel, à l'image du Guide interprofessionnel de l'industrie pétrolière qui a une valeur « quasi-normative ».

<sup>68</sup> Le coût de la conversion d'une canalisation représente environ 30 % du coût de la construction d'une canalisation neuve.

<sup>69</sup> Les travaux de R&D et les projets d'expérimentation en cours devraient permettre de clarifier avant 2024-2025 les incertitudes qui restent au plan technique et de confirmer la faisabilité de conversion à l'hydrogène d'une grande partie des canalisations existantes utilisées aujourd'hui pour le gaz naturel.

<sup>70</sup> En outre, dans cette vision, le transport d'hydrogène par canalisation est complété à l'échelle infrarégionale par le transport d'hydrogène par camions, en plus petites quantités et sur des distances plus petites, typiquement pour relier des sites de production à des écosystèmes locaux de mobilité Hydrogène qui n'auront pas leur propre capacité de production d'hydrogène.

GRDF estime aujourd’hui que 96 % de ses canalisations pourront « passer à l’hydrogène » : il s’agit de canalisations en acier (pour environ un quart) ou en polyéthylène (pour environ trois quarts). Les 4 % restants sont des canalisations plus anciennes, constituées d’autres matériaux (cuivre, fonte ductile...) et utilisées à plus basse pression ; GRDF a l’obligation de renouveler d’ici à 2050 cette partie du réseau, plutôt localisée dans les coeurs de ville.

La mission note qu’aucun autre de ses interlocuteurs n’a évoqué la perspective d’une distribution de l’hydrogène au grand public dès 2030.

#### **Encadré 7 : Transporter un mélange d’hydrogène et de gaz naturel ?**

Les réflexions évoquées ci-dessus concernent le transport d’hydrogène pur. Toutefois, l’idée de transporter un mélange de gaz naturel et d’hydrogène est aussi considérée par certains acteurs – et cette idée n’est pas nouvelle : le gaz de ville distribué en France contenait de l’hydrogène au cours des premières décennies qui ont suivi la deuxième guerre mondiale.

Cette idée a fait en France l’objet du projet GrHyd coordonné par Engie en lien avec dix partenaires et bénéficiant d’un soutien de l’Ademe dans le cadre des PIA<sup>71</sup>. Les acteurs rencontrés par la mission, que ce soient des utilisateurs finaux ou des acteurs du transport et de la distribution du gaz, estiment que l’idée d’utiliser un mélange de gaz naturel et d’hydrogène n’est pas une piste d’avenir. Cependant, GRDF note que ses homologues dans d’autres pays n’ont pas totalement renoncé à cette piste, et reste en veille sur le sujet.

Il faut préciser que l’idée de transporter un mélange de gaz naturel et d’hydrogène provient de sites ayant potentiellement des surproductions d’hydrogène, et qu’elle vise à livrer ce mélange aux utilisateurs finaux. Autrement dit, il ne faut pas (comme on l’entend parfois) voir le transport de mélange comme un moyen alternatif de transport de l’hydrogène ; dans la compréhension de la mission, personne n’envisage de transporter ce mélange et de séparer l’hydrogène du gaz naturel « à la sortie de la canalisation ».

### **4.1.2 Le transport d’hydrogène intra-européen**

Même présentées en prenant uniquement en compte les éléments du contexte national, comme dans la section 4.1.1 ci-dessus, les réflexions sur les futures infrastructures pour le transport d’hydrogène par canalisation font apparaître une dimension transfrontalière : les deux projets expérimentaux MosaHYC et RHYn sont transfrontaliers avec l’Allemagne, et les acteurs français sont aussi impliqués dans d’autres projets transfrontaliers<sup>72</sup>. Mais, plus largement, ce sujet du transport de l’hydrogène s’inscrit pleinement dans une dimension européenne, et il pose la question de la stratégie française en matière d’importation d’hydrogène.

Comme on l’a vu au chapitre 1, la stratégie française met l’accent sur la production d’hydrogène sur le

<sup>71</sup> Ce projet lancé en 2014 visait à tester en « grandeur nature » sur le territoire de la Communauté urbaine de Dunkerque la pertinence technique et économique de l’utilisation d’un mélange gaz naturel-hydrogène sur les volets habitat et transport. S’il a permis de progresser dans la compréhension et la maîtrise du transport et de la distribution de mélanges gaz naturel-hydrogène à des taux variables, jusqu’à 20 %, le projet a cependant abouti à une conclusion négative sur l’intérêt de déployer à grande échelle ce type de solutions, pour des raisons techniques (difficultés de gestion du réseau) et pour des raisons économiques. Voir : Le vecteur Hydrogène, CRE, juin 2021, page 50.

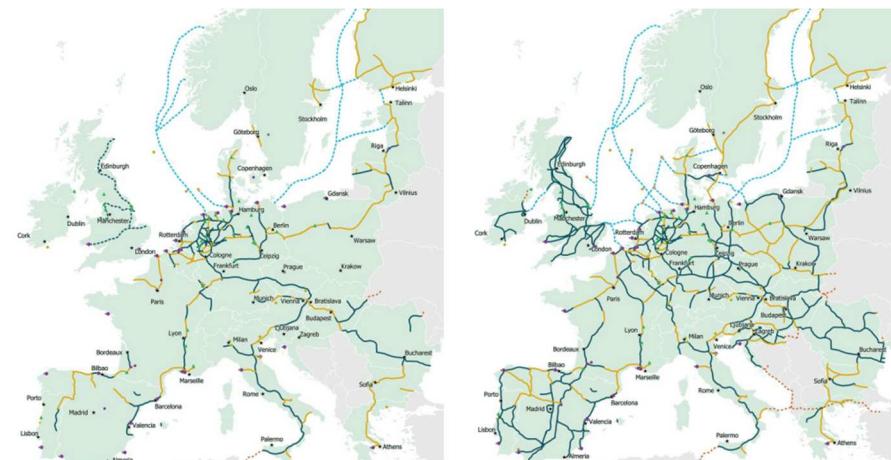
Voir aussi : Enjeux de sécurité liés à l’injection d’hydrogène dans les réseaux de transport et distribution de gaz naturel : état des lieux et perspectives, Ineris, septembre 2019.

<sup>72</sup> On peut citer par exemple le projet Lacq Hydrogen que Teréga envisage de lancer avec des partenaires espagnols. Par ailleurs, on peut souligner que les réflexions d’ArcelorMittal – évoquées plus haut en note de bas de page – sur l’approvisionnement en hydrogène de son site de Dunkerque incluent évidemment, parmi d’autres, un scénario où cet approvisionnement serait assuré par une canalisation transfrontalière avec la Belgique.

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 :

- soit provenir d'autres pays européens et être transporté par canalisation ; on pense notamment à de l'hydrogène qui serait produit :
  - au sud de l'Europe (par exemple en Andalousie) en utilisant de l'électricité d'origine solaire ;
  - ou au nord de l'Europe en utilisant de l'électricité d'origine éolienne (par exemple, dans les eaux danoises ou norvégiennes) ;
- soit provenir d'autres régions du monde ; on pense notamment ici à de l'hydrogène vert qui serait produit :
  - en Afrique du nord en utilisant de l'électricité d'origine solaire, puis serait transporté vers l'Allemagne ou le Benelux par canalisation à travers la France ou l'Italie,
  - ou dans des régions plus lointaines<sup>73</sup> et transporté vers l'Europe par voie maritime (voir la section 3.4).

L'évocation de ces perspectives soulève plusieurs questions, et notamment celle de la stratégie dont la France pourrait se douter concernant l'importation d'hydrogène à moyen ou long terme. : on y revient dans la section 4.3. A ce stade, la mission souhaite simplement préciser que les réflexions sur le transport d'hydrogène présentées dans la section 4.1.1 ci-dessus ont bien intégré les éléments de contexte européen que l'on vient de décrire, quelque imprécis qu'ils soient : GRTgaz et Teréga ont participé aux réflexions menées conjointement par 23 gestionnaires de réseaux de transport gazier européens. Dans ce cadre du *European hydrogen backbone*, ces entreprises ont proposé une première vision de ce que pourrait être le réseau de transport d'hydrogène en Europe à l'horizon 2040, avec environ 40 000 km de canalisations (majoritairement converties à partir de canalisations existantes), dont 4 000 km environ en France. La perspective de 700 km de canalisations d'hydrogène en France en 2030 présentée dans la section 4.1.1 s'intègre donc dans la vision du *European hydrogen backbone*, qui est illustrée par la figure suivante.



**Figure 7 : Le projet European hydrogen backbone à l'horizon 2030-2035 et à l'horizon 2040<sup>74</sup>.**

<sup>73</sup> Selon Michael Liebreich (déjà cité, voir la section 1.5.3), peuvent être considérés comme de potentiels futurs producteurs d'hydrogène vert à bas prix, hors Europe, les pays du Golfe Persique, le Mexique, l'Australie, le Chili, le Brésil, le Sud des Etats-Unis, la Chine et l'Inde. Ces pays combinent en effet la possibilité de produire en quantité une énergie solaire bon marché et une énergie éolienne terrestre, la combinaison des deux permettant des facteurs de charge intéressants pour les électrolyseurs, et par conséquent des prix de vente de l'hydrogène plus compétitifs.

<sup>74</sup> Source : Document communiqué à la mission par Teréga, d'après *European hydrogen backbone*, avril 2022.  
Canalisations existantes converties à l'hydrogène en vert foncé, canalisations nouvelles en orange.

Tout en exprimant leur conviction sur l'importance de développer les infrastructures de transport d'hydrogène, en France et en Europe, les interlocuteurs avec qui la mission s'est entretenue sur ces sujets conviennent que la question du rythme auquel il faudra développer ce réseau de transport est aujourd'hui entachée de grandes incertitudes<sup>75</sup>. Plusieurs observateurs notent l'ampleur des incertitudes sur les projections de la demande et de la production d'hydrogène, et soulignent le risque important de « coûts échoués » qui pourrait résulter d'un développement surdimensionné des infrastructures de transport<sup>76</sup>. Le sujet nécessite clairement des études complémentaires, comme le souligne le rapport de RTE sur les futurs énergétiques de la France en 2050<sup>77</sup>. La mission note à ce propos qu'elle n'a pas connaissance d'études analysant de façon précise comment se comparent, notamment du point de vue économique, les différentes options possibles en matière de transport intra-européen : vaut-il mieux transporter l'hydrogène sur de longues distances par canalisations, ou privilégier son transport par voie maritime lorsqu'il est possible, ou encore privilégier le transport d'électricité par lignes haute tension ?

## 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. En France, l'opérateur majeur du stockage est l'entreprise Storengy, filiale d'Engie spécialisée dans le stockage souterrain de gaz naturel. Elle dispose en France de 14 sites de stockage souterrain : neuf en nappes aquifères, quatre en cavités salines et un en gisement déplété<sup>78</sup>. L'entreprise Teréga gère aussi 2 sites de stockage souterrain dans le Sud-Ouest. La capacité de stockage de gaz naturel en France est proche de 130 TWh, ce qui représente environ 30 % de la consommation annuelle.

Storengy et Teréga sont engagées, avec leurs partenaires, dans plusieurs projets expérimentaux de stockage souterrain d'hydrogène, tous en cavités salines – plus appropriées au stockage de l'hydrogène que les aquifères. Trois projets sont portés par Storengy, un quatrième par Téréga. En ordre croissant de capacité de stockage, ce sont :

- à Cerville (54), un projet (Storgr'Hyn) de stockage d'hydrogène en cavité saline sur un site déjà utilisé pour le stockage de gaz naturel (en nappe aquifère) ;
- à Etrez (01), un projet (Hypster) de stockage d'hydrogène produit localement par électrolyse ; le démarrage des essais et de la production est prévu en 2023, une première phase pilote a pour objectif de stocker entre 100 et 150 MWh d'hydrogène ;
- à Manosque (04), un projet (HyGreen Provence) de stockage d'hydrogène produit localement par électrolyse à partir d'électricité d'origine solaire ;
- de plus, Teréga et ses partenaires portent un projet (Hygeo) de reconversion d'une cavité saline pour le stockage d'hydrogène produit localement à partir d'électricité d'origine solaire à Carresse-Cassaber (64).

Les principaux sujets d'attention, dans ces projets, concernent les adaptations éventuelles à apporter aux équipements, aux technologies et aux procédés (notamment en matière de compression et de cyclage) pour prévenir le risque de fuite d'hydrogène. L'objectif de Storengy est de stocker 1 TWh d'hydrogène en 2030, et de convertir à l'hydrogène 100 % de ses cavités salines à l'horizon 2050. On

---

<sup>75</sup> En octobre 2022, au moment où la mission finalise ce rapport, le sujet du transport intra-européen d'hydrogène fait l'objet de plusieurs annonces, concernant notamment un projet de gazoduc sous-marin entre Barcelone et Marseille, ainsi qu'un projet de navette maritime dédiée au transport d'hydrogène entre Algésiras (Espagne) et Rotterdam.

<sup>76</sup> Voir par exemple l'étude d'Agora Energiewende : *Non regret hydrogen, charting early steps for hydrogen infrastructures in Europe*, février 2021.

<sup>77</sup> Futurs énergétiques : le rôle de l'hydrogène et des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité, RTE, février 2022.

<sup>78</sup> On désigne ainsi un site géologique correspondant à un gisement épuisé de gaz naturel ou de pétrole, reconverti en stockage souterrain.

estime que les capacités de stockage en cavités salines sur le territoire national sont comprises entre 3 et 5 TWh<sup>79</sup>.

Dans son étude sur les futurs énergétiques de la France en 2050, déjà citée, RTE évalue le besoin de stockage d'hydrogène en France à plusieurs dizaines de TWh. Au regard de cette estimation – qui reste à préciser en fonction des scénarios envisagés – les capacités de stockage identifiées sont donc 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 ailleurs en Europe (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

Les réflexions présentées dans ce chapitre démontrent, aux yeux de la mission, qu'il sera nécessaire dans les prochaines années que la France – en relation avec ses partenaires européens et la Commission européenne – précise sa stratégie et ses choix en matière d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, mais aussi qu'elle précise sa vision et sa stratégie en matière d'importation.

### 4.3.1 Importer ou non de l'hydrogène

La question de l'importation d'hydrogène dépasse le cadre du présent rapport, et la mission ne formule évidemment aucune préconisation sur le choix à faire par notre pays en la matière. Elle souligne simplement que ce sujet sera prégnant pour le développement de l'hydrogène en France, et notamment pour le développement des infrastructures de transport et de stockage, et elle souligne aussi l'importance de préciser sur ce point la stratégie nationale dans un contexte européen qui a profondément changé depuis 2020.

En effet, comme on l'a vu au chapitre 1, 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 des acteurs, en France et dans les autres pays européens, et il crée notamment 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), la mission estime important que la France précise, dans ce nouveau contexte européen, sa stratégie sur la question d'importer ou non de l'hydrogène et sa vision de l'avenir du transport intra-européen de l'hydrogène.

### 4.3.2 Fixer le cap en matière de transport et de stockage d'hydrogène

Le panorama des projets et des perspectives de développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène décrit ci-dessus fait apparaître des besoins potentiels ou émergents très clairement affirmés. Mais elle fait aussi apparaître que des études complémentaires sont nécessaires pour pouvoir préciser les choix à faire au niveau national, en lien avec les partenaires européens et la

---

<sup>79</sup> Cf. *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*, Gas Infrastructure Europe, 2021, cité par RTE.

Commission européenne. Ces choix ne sont pas à faire aujourd’hui, mais la mission estime important de les préparer et d’être en mesure de clarifier la stratégie nationale en matière de développement des infrastructures de transport et de stockage vers 2025, compte tenu de la durée de mise en œuvre des projets d’infrastructures<sup>80</sup>.

La mission conclut ce chapitre en formulant la recommandation suivante :

***Recommandation 3(adressée à la DGEC) : Mener les réflexions nécessaires pour pouvoir fixer vers 2025 les orientations stratégiques nationales concernant les infrastructures de transport interrégional ou intra-européen et les infrastructures de stockage – et, le cas échéant, concernant la stratégie française en matière d’importation d’hydrogène.***

---

<sup>80</sup> Selon les interlocuteurs de la mission, il faut 4 à 5 ans pour mener à terme un projet de transport d’hydrogène par canalisation, en incluant le temps des études détaillées (techniques et environnementales), le temps des procédures d’examen du projet et le temps de sa réalisation effective et de mise en service de l’infrastructure.

## 5 Les enjeux de sécurité

Ce chapitre donne d'abord une présentation générale des risques liés à l'hydrogène. Il présente ensuite les constats et les recommandations de la mission concernant la prise en compte de ces risques. Les questions qui concernent la réglementation sur la sécurité sont abordées au chapitre 6.

### 5.1 Les risques liés à l'hydrogène

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

- Sa molécule étant la plus petite de toutes les molécules, l'hydrogène gazeux est très léger et il a une diffusivité élevée. Ces caractéristiques se traduisent par des risques de fuites lorsque l'hydrogène gazeux est stocké dans des réservoirs 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 %<sup>81</sup> ; elle est beaucoup plus étendue que celle du méthane et d'autres gaz. De plus, l'énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène est particulièrement faible, inférieure à celle d'une légère décharge électrostatique, ce qui accroît le risque d'incendie ou d'explosion<sup>82</sup>.

Avant de décrire les principaux risques liés à l'hydrogène, précisons que les bases de données d'accidentologie, telles que la base Aria tenue par le Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels (Barpi) de la DGPR, sont relativement pauvres en ce qui concerne l'hydrogène. Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, Aria recensait 377 accidents impliquant l'hydrogène dans le monde, sur une période de 30 ans, essentiellement dans l'industrie lourde consommatrice d'hydrogène (chimie, raffinage...), dont 251 en France, lesquels ont conduit au décès de 7 personnes. C'est le signe qu'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 de l'hydrogène concerneront beaucoup de nouveaux acteurs, moins aguerris à la maîtrise des risques.

#### 5.1.1 Les risques d'incendie et d'explosion

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

- le régime de la déflagration, dans lequel la vitesse de propagation de la flamme est de l'ordre de 1 m/s ;
- et le régime de 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.

---

<sup>81</sup> Quelques précisions. La littérature technique établit que la « limite inférieure d'inflammabilité », qui s'appelle aussi « limite inférieure d'explosivité » (LIE), est de 4,1 % – et que la limite supérieure d'inflammabilité ou d'explosion est de 74,8 %. Ces pourcentages correspondent à la concentration d'hydrogène dans l'air *en volume*. Il faut noter que plusieurs gaz inflammables ont une LIE inférieure (comme l'acétylène, le butane ou le propane), mais ce ne serait pas le cas si on donnait la LIE avec une concentration exprimée *en masse* : par exemple, dans des conditions normales de température et de pression, il suffit de 4 grammes d'hydrogène par mètre cube d'air (ce qui représente une concentration massique de 3 %) pour dépasser la LIE.

<sup>82</sup> Pour enflammer un mélange d'hydrogène et d'air, il faut que les proportions du mélange permettent l'inflammation : celle-ci n'a pas lieu si le mélange est trop pauvre ou trop riche en hydrogène, comme on vient de l'évoquer. Mais il faut aussi un apport d'énergie (apport de chaleur, étincelle...) et c'est ce que mesure l'énergie minimale d'inflammation (EMI). Ainsi, l'EMI de l'hydrogène est d'environ 0,02 mJ (milli-Joule) alors que celle du méthane est proche de 0,3 mJ.

Le déclenchement d'une détonation dépend des conditions de l'inflammation : de la richesse du mélange en hydrogène<sup>83</sup>, 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.

Les caractéristiques d'une flamme d'hydrogène sont bien connues. La température de flamme est d'environ 2 000 °C, plus élevée que la température de flamme 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<sup>84</sup>.

Les encadrés suivants apportent des éclairages supplémentaires sur ces risques.

**Encadré 8 : Une flamme d'hydrogène.**

La figure suivante montre un incendie d'une voiture à hydrogène. L'ouverture de dispositif de soupape de sécurité du réservoir d'hydrogène (TPRD, voir la section 5.1.2 ci-dessous) provoque un échappement de l'hydrogène, qui brûle au contact de l'air sous forme de « torchère ». La flamme d'hydrogène, verticale, est visible au centre de la photo ; la combustion produit de la vapeur d'eau, invisible. L'autre flamme – surmontée d'un gros panache de fumée noire, sur la droite de la photo – provient de la combustion du véhicule.



**Figure 8 : Incendie d'une voiture à hydrogène<sup>85</sup>.**

<sup>83</sup> La détonation est possible à partir de 13 à 18 % d'hydrogène (en volume), selon les sources consultées par la mission. Le pouvoir détonant est accru si le mélange est en proportions proche de la stœchiométrie (soit environ 28 % d'hydrogène dans l'air, en volume).

<sup>84</sup> Le caractère faiblement radiatif de la flamme d'hydrogène présente aussi des avantages car il réduit le risque de propagation de l'incendie.

<sup>85</sup> Source : Guide opérationnel départemental de référence – Interventions d'urgence sur les véhicules, Sdis 86, juin 2020.

#### Encadré 9 : Quelques accidents par incendie ou explosion.

A titre d'exemple, on peut évoquer quelques accidents notables liés à l'hydrogène.

- Une explosion a eu lieu 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.



**Figure 9 : Incendie dans une station-service à hydrogène à Kjørbo en Norvège en 2019<sup>86</sup>.**

- Une explosion, suivie d'un incendie, s'est produite en 2019 dans une entreprise de production et de stockage d'hydrogène à Santa Clara en Californie, sur un parking de camions transportant des citernes et bouteilles d'hydrogène. L'incendie s'est propagé à plusieurs camions en stationnement. Il a pu être maîtrisé par les pompiers.
- En 2004, une explosion causée par une fuite de 13 g d'hydrogène dans un laboratoire de l'Ifpen à Solaize (69) a détruit le local sans faire de victime.
- Enfin, il faut signaler l'accident qui a tué deux personnes et blessé six autres personnes en mai 2019 dans un centre de recherches en énergies nouvelles de la ville de Gangneung dans la province du Gangwon en Corée du Sud. Selon les sources, l'origine de l'accident est liée à l'explosion d'un réservoir d'hydrogène ou à la défaillance d'un électrolyseur.

### 5.1.2 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<sup>87</sup>. Ce risque est fortement accru du fait

<sup>86</sup> Source : Hydrogène et mobilité : pour un développement en sécurité, Gauthier Vaysse, Barpi, Face au risque n° 574, juillet-août 2021 (page 43).

<sup>87</sup> L'hydrogène liquide est aussi particulièrement sujet aux fuites, du fait de sa faible viscosité. Il a un taux de fuite 50 fois supérieur à celui de l'eau et 10 fois supérieur à celui de l'azote liquide (Cf. Accidentologie de l'hydrogène, Barpi, 2009).

que, à cause de sa faible densité énergétique<sup>88</sup>, l'hydrogène gazeux est stocké à très haute pression : à 350, 700 ou 1 000 bars selon les configurations (voir le chapitre 3). 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'enceinte – provoquée par exemple par un choc, une corrosion ou une fissuration, ou bien par un « sur-remplissage » 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 décrire dans l'encadré suivant le dispositif de sécurité mis en place sur les réservoirs placés dans les véhicules à hydrogène :

**Encadré 10 : Le « TPRD ».**

Par obligation réglementaire<sup>89</sup>, 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. Le TPRD est équipé de deux vannes : une vanne dont l'ouverture est produite par une éventuelle surpression et une vanne « thermique » dont l'ouverture a lieu à 110°C ( $\pm 10^\circ\text{C}$ ), température de fusion de l'alliage bismuth-plomb-étain dont elle est faite. L'ouverture du TPRD provoque l'échappement de l'hydrogène vers le haut. Le réservoir est vidé en un petit nombre de minutes.

Parmi les tests réalisés pour l'homologation d'un véhicule terrestre à hydrogène figure un essai consistant à exposer le réservoir à un incendie afin de vérifier que l'ouverture du TPRD permet d'éviter son éclatement. Les conditions de réalisation de cet essai sont en cours de révision au sein du groupe de travail concerné de la Commission économique des Nations-Unies pour l'Europe (Unece).

Il faut aussi mentionner ici 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.

### 5.1.3 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

<sup>88</sup> Même à 700 bars, la densité énergétique volumique de l'hydrogène (exprimée en kWh/m<sup>3</sup>) est, par exemple, 6 fois inférieure à celle de l'essence.

<sup>89</sup> *UN global technical regulation N° 13 Hydrogen and fuel cell vehicles.*

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.

### 5.1.4 Autres risques

L'hydrogène présente aussi d'autres risques, non évoqués ci-dessus. On peut notamment citer les sujets suivants :

- 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 ( $H_2S$ ).
- Il existe aussi des risques spécifiques liés aux procédés de production de l'hydrogène, et notamment aux nouveaux procédés de production (électrolyse haute température, gazéification de la biomasse, etc.) et aux nouveaux usages industriels (réduction directe du fer, utilisation de mélange hydrogène-méthane, etc.).
- Il faut aussi évoquer le transport par camion. L'hydrogène est stocké sous pression dans des bouteilles qui ne sont pas munies de dispositifs de type TPRD, ce qui crée un risque d'éclatement de celles-ci en cas d'incendie du véhicule.
- Sur un tout autre plan, la mission note que certains de ses interlocuteurs ont évoqué les risques liés aux actions malveillantes, notamment sur des véhicules à hydrogène en stationnement.
- Dans un registre très différent encore, la contribution des fuites d'hydrogène dans l'atmosphère à l'effet de serre d'origine anthropique est un sujet d'attention croissante. Si l'hydrogène n'a en lui-même aucun effet radiatif, et donc aucune contribution directe à l'effet de serre, des recherches récentes montrent que, de par son influence sur d'autres gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère (le méthane, la vapeur d'eau et l'ozone notamment), son « potentiel de réchauffement global » est élevé<sup>90</sup>.

En outre et de façon plus large, il est important de compléter la description très « phénoménologique » donnée ci-dessus en évoquant brièvement les situations et les configurations dans lesquelles se produisent les phénomènes évoqués : incendie, explosion, fuites, etc. Ce n'est pas le lieu ici d'analyser de façon détaillée les sujets liés aux causes, aux effets ou à la prévention des accidents. Il est cependant utile d'évoquer rapidement certains aspects :

- L'ampleur des risques, et notamment des dommages causés aux personnes et aux biens, varie fortement selon les situations considérées. Le cas de l'incendie d'un véhicule isolé en plein air, que montre la Figure 8 ci-dessus, est très différent des situations où l'incendie peut se propager à un ou plusieurs autres véhicules situés à proximité ou bien à des bâtiments ou à d'autres structures. Toujours dans le cas de l'incendie d'un véhicule, les dommages causés à l'environnement dépendent fortement de la durée de l'incendie, qui peut être très courte si la combustion est limitée à la torchère due à l'ouverture du TPRD mais peut être beaucoup plus longue si l'ensemble du véhicule prend feu, surtout si celui-ci est équipé d'une batterie – dont la combustion peut être très longue et difficile à éteindre.
- Les questions liées aux conditions d'intervention des pompiers lors des accidents qui les ont mobilisés sont aussi des sujets essentiels. On y revient ci-dessous.

---

<sup>90</sup> Voir par exemple <https://www.france-hydrogène.org/lhydrogène-est-un-gaz-a-effet-de-serre-deux-fois-plus-puissant-quon-ne-le-pensait/> et <https://www.france-hydrogène.org/publication/note-de-decryptage-les-fuites-dhydrogène-et-leur-impact-potentiel-sur-le-climat/>

Enfin la mission souligne aussi, sur la base de ses échanges avec certains industriels impliqués dans la fabrication d'électrolyseurs, que les risques liés aux électrolyseurs méritent une attention particulière<sup>91</sup>, et que la « montée en maturité » de ces technologies demandera un suivi attentif. Dans ce domaine, les échanges avec les industriels sont cruciaux – comme la mission l'a souligné dans la Recommandation 1 – pour assurer que les spécificités de chaque technologie d'électrolyse sont bien maîtrisées. La mission préconise de demander à l'Ineris de réaliser en 2023 une analyse approfondie de la sécurité des équipements et installations d'électrolyse, sur la base des retours d'expérience des fabricants et des exploitants d'électrolyseurs.

### **5.1.5 L'accroissement des risques en milieu confiné : parkings et tunnels**

L'ampleur des risques est très différente selon que l'on considère des usages de l'hydrogène en plein air ou dans des milieux confinés. A 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, la possibilité de déclencher 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. A 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. D'autres dispositifs de prévention des risques liés aux incendies et explosions existent aussi, tels que des parois constituées de panneaux amovibles qui s'effacent automatiquement en cas de surpression dans le local où des fuites d'hydrogène sont susceptibles de se produire. Il reste que les dangers liés aux véhicules à hydrogène sont sensiblement accrus en milieu confiné : par exemple, dans un parking fermé ou un tunnel, une flamme d'hydrogène « torchère » consécutive à l'ouverture du TPRD d'un réservoir, analogue à la flamme de la Figure 8, projette vers le plafond du parking ou la voûte du tunnel une importante quantité d'énergie à haute température, ce qui accroît le risque de dégâts matériels et le risque de propagation de l'incendie, notamment aux véhicules voisins.

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, comme le décrit l'encadré suivant :

**Encadré 11 : Détection de l'hydrogène et ventilation dans les espaces confinés.**

Les tunnels et les parkings fermés sont en principe tous ventilés en France. Certains spécialistes estiment que les ventilations qui équipent aujourd'hui ces espaces, essentiellement prévues pour

<sup>91</sup> Dans un électrolyseur, les membranes ont un rôle de sécurité important en assurant, dans chaque cellule, la séparation entre l'hydrogène et l'oxygène. Le risque d'un défaut de membrane, provoquant le mélange des deux gaz avec explosion, a été observé une fois par un industriel rencontré par la mission (pour une durée de fonctionnement de cellules que la mission estime à une dizaine de millions d'heures) : lors de cet incident, l'intégrité de la cellule n'a pas été remise en cause et les dégâts ne se sont pas propagés aux cellules avoisinantes. Le sujet doit cependant être traité avec soin lors de la conception et l'industriel travaille à la détection et l'atténuation du phénomène ; il souligne le caractère crucial des sujets liés à la maintenance des électrolyseurs et au suivi des retours d'expérience au cours des premières années d'exploitation des grandes installations d'électrolyse.

évacuer les fumées lors d'un incendie, sont efficaces le cas échéant pour aspirer et évacuer l'hydrogène. Cependant, il faut noter que la ventilation a peu d'effet sur le nuage d'hydrogène au cours du vidage d'un réservoir à haute pression en cas d'ouverture du TPRD ; de plus, comme il s'agit d'aspirer non des fumées mais un mélange air-hydrogène qui peut être inflammable, la question se pose d'utiliser des ventilateurs certifiés Atex. Par ailleurs, les tunnels et parkings ne sont pas équipés, sauf exception, de détecteurs d'hydrogène : on peut penser qu'ils devraient l'être<sup>92</sup>.

On revient au chapitre 6 sur les sujets cruciaux que sont le stationnement de véhicules à hydrogène dans des parkings couverts – par un toit ou une ombrrière – ou dans des parkings fermés, notamment souterrains<sup>93</sup>, et la circulation de ces véhicules sous dalle et dans des tunnels<sup>94</sup>.

## 5.2 Vers une meilleure prise en compte des enjeux de sécurité

### 5.2.1 L'utilisation de l'hydrogène est maîtrisée dans l'industrie lourde, mais la prise en compte de la sécurité par les nouveaux acteurs est un défi majeur

Comme on l'a dit, l'hydrogène n'était utilisé en France, 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. Bien sûr, s'agissant d'un produit objectivement dangereux comme l'est l'hydrogène, ce niveau de précaution n'était pas une garantie absolue contre la possibilité d'incidents ou d'accidents ; mais il assurait une bonne maîtrise de la prévention et de la gestion des risques.

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. A court terme, les utilisateurs de l'hydrogène seront très nombreux et variés : parfois de très petites entreprises, parfois même des particuliers propriétaires de véhicules légers à hydrogène. A 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 large que celui qui a été présenté dans les chapitres 2 et 3, comme le montre l'encadré 2 du chapitre 1.

Dès lors, assurer la sécurité du développement de la filière représente un grand défi, pour l'ensemble de la filière et pour les administrations de l'Etat qui a fait de ce développement une de ses priorités pour la mise en œuvre de la transition énergétique et écologique. Il faut :

- rapidement améliorer la prise de conscience et la prise en compte des enjeux de sécurité par tous les nouveaux entrants au sein de la filière ;

---

<sup>92</sup> Les parkings fermés sont parfois équipés de détecteurs de monoxyde de carbone, qui ont la propriété de détecter aussi l'hydrogène.

<sup>93</sup> Concernant le risque incendie dans les parkings couverts, on pourra notamment consulter le rapport : Le renforcement de la protection incendie dans les parkings couverts et le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, CGEDD et IGA, juillet 2022.

<sup>94</sup> Un rapport de référence en matière de prévention des accidents causés par les véhicules à hydrogène en tunnel est l'analyse bibliographique réalisée par le laboratoire américain Sandia : *Hydrogen fuel cell vehicles in tunnels, Sandia national laboratories*, avril 2020. Les études référencées sont pour la plupart d'entre elles des simulations numériques. Elles montrent que l'inflammation des nuages d'hydrogène n'est qu'exceptionnellement détonation : pour ce faire, doit être atteinte la double condition d'une concentration en hydrogène dans l'air supérieure à 15 % et d'une couche d'hydrogène d'au moins 15 cm, ce qu'une bonne ventilation peut prévenir. Cette inflammation est rarement dangereuse pour la vie humaine, mais peut en revanche endommager les infrastructures et équipements des tunnels.

- former sur les sujets touchant à la sécurité Hydrogène l'ensemble des acteurs de la filière – et les acteurs nombreux qui travaillent avec eux, depuis les bureaux d'études jusqu'aux assureurs par exemple ;
- poursuivre les travaux de recherche et développement et les essais nécessaires pour améliorer rapidement la compréhension de certains risques, encore insuffisamment connus, et transformer rapidement ces connaissances en apport pour les pratiques opérationnelles des acteurs de la filière et pour la réglementation ;
- trouver les voies pour une évolution de la réglementation qui soit à la fois bien dosée par rapport aux risques et aux enjeux, et aux cadres de sécurité fixés dans les pays voisins, et construite dans une vision globale et systémique des usages et des risques.

### 5.2.2 Des enjeux de sécurité peu présents dans les textes d'orientation et les appels à projets

Si l'on se réfère aux nombreuses publications officielles de ces toutes dernières années, force est de reconnaître que peu d'entre elles prennent en considération les risques liés à l'hydrogène. Ainsi, ni le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie<sup>95</sup>, ni la stratégie européenne de juillet 2020, ni la Programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>96</sup>, ni le plan France Relance<sup>97</sup>, ni la stratégie nationale de l'hydrogène de septembre 2020, ni son homologue allemande<sup>98</sup> n'abordent le sujet. La question du risque est de même absente du cahier des charges des Piiec et des appels à projets « Ecosystèmes territoriaux » de l'Ademe. La volumineuse prospective *Futurs énergétiques 2050* de RTE, publiée en octobre 2021, ne l'évoque pas plus.

Il paraît somme toute paradoxal de consacrer des moyens publics importants au démarrage d'une filière sans apporter l'attention qu'il mérite et un minimum de moyens à un aspect aussi crucial que la sécurité. En l'état, on assiste à une multiplication d'initiatives, le plus souvent collaboratives, privées ou publiques. Pour bienvenues qu'elles soient, ces initiatives trahissent *a contrario* le silence des pouvoirs publics sur le sujet.

La mission a constaté que la prise de conscience de la nécessité de prendre très au sérieux les risques liés à l'hydrogène est inégale au sein de la filière. Même si certains acteurs sont très conscients de l'importance des enjeux de sécurité, et très conscients aussi qu'un accident grave directement causé par l'utilisation d'hydrogène pourrait « tuer la filière »<sup>99</sup>, cette prise de conscience semble émerger moins vite que l'engouement pour cette nouvelle source d'énergie. Donner une place à l'importance des enjeux de sécurité dans les discours et les documents officiels des autorités publiques sur le développement de la filière Hydrogène ne pourrait qu'aider à cette indispensable prise de conscience.

De plus, s'agissant spécifiquement des appels à projets financés sur crédits publics, la mission formule la recommandation suivante.

---

<sup>95</sup> *Global Hydrogen Review*, IEA, octobre 2021.

<sup>96</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, avril 2020.

<sup>97</sup> France relance, septembre 2020.

<sup>98</sup> *Die nationale Wasserstoffstrategie*, juin 2020.

<sup>99</sup> Comme cela a été le cas pour les véhicules au GPL (gaz de pétrole liquéfié) après l'accident de Vénissieux en 1999.

**Recommandation 4**(adressée au SGPI, à la DGE et à la DGEC) : **Inclure systématiquement dans les appels à projets de l'Ademe et du SGPI un volet sur la prise en compte des enjeux de sécurité et demander aux porteurs des projets financés sur des crédits publics un retour d'expérience sur les sujets de sécurité.**

La mission considère en effet que cet apport de financements publics sur projets, dans cette période d'essor de la filière, doit être utilisé comme un levier pour améliorer la prise en compte des enjeux de sécurité. Elle estime indispensable de demander à chaque porteur de projet de présenter, en amont, un volet sur la prise en compte des enjeux de sécurité, et de présenter en aval un retour d'expérience sur les questions de sécurité (voir aussi la Recommandation 5 ci-dessous). Dans la même optique, la mission suggère aussi que la DGPR fasse partie des administrations qui supervisent collégialement la préparation des AAP du SGPI et de l'Ademe relatifs au développement de l'hydrogène, afin de bien préciser comment il est attendu que les propositions de projets décrivent les enjeux de sécurité et leur prise en compte.

### **5.2.3 Des analyses de l'accidentalité qui restent peu approfondies et peu partagées**

La mission en a fait elle-même l'expérience lorsqu'elle a cherché à mieux comprendre les causes et les enseignements de certains accidents marquants : trouver des analyses neutres et suffisamment approfondies sur les accidents et incidents survenus dans le domaine de l'hydrogène n'est pas facile. La mission estime cependant qu'il y a là un levier à mettre en œuvre pour favoriser le développement sécurisé de la filière, et elle formule la recommandation suivante visant à approfondir et à mieux partager ces analyses. Une action est certainement à mener à la fois à l'échelle française, avec la base de données Aria tenue par le Barpi, et à l'échelle européenne avec la base Hiad (*Hydrogen incident and accident database*) tenue par le JRC (*Joint research center*).

**Recommandation 5**(adressée à la DGPR/Barpi et à France Hydrogène) : **Demander aux entreprises des analyses plus approfondies des incidents et accidents, favoriser la transparence et le partage des connaissances sur ces analyses en s'appuyant sur les bases Aria et Hiad, et plus largement le partage des retours d'expérience des acteurs de la filière en matière de sécurité.**

### **5.2.4 Une expertise publique solide, qu'il est important de conforter**

L'Etat et la filière peuvent s'appuyer sur l'expertise de trois organismes scientifiques bien investis dans les sujets touchant au développement de l'hydrogène : 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). Ces trois organismes ont su très bien mobiliser sur les sujets liés à l'hydrogène les compétences et l'expérience acquises sur des questions touchant aux énergies « classiques », et leur expertise de très bon niveau est unanimement reconnue par les acteurs de la filière. Conformément à leurs missions, le CEA et l'Ifpen sont plus présents que l'Ineris sur des travaux de R&D contribuant à l'apport de technologies innovantes<sup>100</sup>, mais ces organismes sont présents tous les trois à un très bon niveau sur les sujets de sécurité Hydrogène, avec des contributions variées :

- des travaux de R&D et des campagnes d'essais sur les phénomènes contribuant aux risques

<sup>100</sup> On pense en particulier, pour le CEA, aux travaux sur l'électrolyse à haute température et à la mise au point de procédés et de composants innovants pour les piles à combustible. Et, pour l'Ifpen, aux travaux sur la capture et le stockage du carbone (notamment pour la production d'hydrogène bleu) et aux travaux sur la mise au point de moteurs à combustion interne à hydrogène.

- liés à l'hydrogène ;
- des contributions à des formations en matière de sécurité Hydrogène ;
- des participations aux travaux menés par les administrations sur la réglementation, avec la profession ;
- des contributions aux travaux de normalisation, aux niveaux national<sup>101</sup>, européen ou international ;
- (principalement à l'Ineris) la réalisation d'études de danger, l'élaboration de rapports de doctrine et de guides, et une activité de certification.

Cette capacité d'expertise publique en appui aux administrations et à la sécurisation du développement de la filière Hydrogène est très précieuse. Cependant, ces activités d'expertise (R&D pour mieux comprendre les risques liés à l'hydrogène, contributions à la formation, à la réglementation, à la normalisation, etc.) reposent dans chaque organisme sur un nombre limité de personnes aux compétences de pointe, qui sont aujourd'hui très sollicitées dans le contexte dynamique que connaît la filière. De plus, des tensions existent dans chacun des trois organismes entre les activités d'expertise en appui aux administrations publique et les activités de R&D collaborative menées avec tel ou tel partenaire industriel, qui sont plus rémunératrices<sup>102</sup>. C'est pourquoi il est important que les administrations de l'Etat chargées de la tutelle de ces trois organismes – dont plusieurs sont bien impliquées dans les sujets concernant le développement de la filière – veillent avec soin à préserver et conforter les capacités d'expertise publique mobilisables sur les sujets liés à l'hydrogène au sein du CEA, de l'Ifpen et de l'Ineris.

En outre, et même si la mission a eu le sentiment que les relations de travail entre les équipes des trois organismes impliquées sur les sujets liés à l'hydrogène sont bonnes, il serait certainement utile que les administrations chargées de la tutelle de ces organismes mettent en place la coordination minimale qui peut permettre d'assurer, dans la durée, la bonne complémentarité et la cohérence de leurs actions dans le domaine de l'hydrogène. Il sera utile aussi de favoriser, sur certains sujets, les liens avec d'autres experts publics, tels que les équipes du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB) concernant les dommages qui peuvent être causés à des structures de bâtiment, ou celles du Cetu (Centre d'études des tunnels), ainsi que les spécialistes des services des armées qui possèdent une vaste expérience théorique et expérimentale des phénomènes de détonation et disposent de vastes espaces d'expérimentation.

**Recommandation 6**(adressée à la DGEC et à la DGPR) : *Veiller avec soin au maintien au meilleur niveau de l'expertise publique sur la sécurité Hydrogène, structurer les coopérations entre les établissements et services concernés et favoriser l'élaboration de positions partagées et rendues publiques.*

## 5.2.5 Renforcer vigoureusement les actions de formation à la sécurité

La montée en compétences au sein de l'ensemble des entreprises de la filière – et chez les acteurs qui

<sup>101</sup> Deux commissions de l'Afnor (Association française de normalisation) sur des sujets liés à l'hydrogène sont présidées par une personne du CEA : la commission CN29D « Technologies de l'hydrogène » et la commission UF105 « Pile à combustible ». C'est le cas aussi du comité TC 105 « Technologies des piles à combustible » de l'IEC au niveau international.

<sup>102</sup> Ces tensions sont réelles : les trois organismes ont le statut d'Epic (établissement public à caractère industriel et commercial) et l'Etat demande à chacun d'eux d'accroître ses ressources propres. La mission a pu constater que ces tensions, inhérentes au positionnement et à la stratégie de ces trois organismes, semblent « bien vécues » (les activités de R&D collaborative sont vues positivement, elles contribuent à enrichir l'expérience et les compétences des équipes, et contribuent donc à la qualité de leur apport d'expertise pour les administrations) et qu'elles sont gérées attentivement : il arrive que tel ou tel des trois organismes choisisse de ne pas s'engager dans tel ou tel projet de R&D collaborative pour préserver sa capacité à préserver sa position d'expert public, neutre vis-à-vis des acteurs privés.

les accompagnent, tels que les bureaux d'études et les assureurs – est un facteur déterminant pour la sécurité et la réussite de son développement.

Les sujets sur lesquels il faut assurer une solide montée en compétence sont nombreux : connaissance et compréhension des risques, connaissance de l'ensemble des volets de la réglementation, connaissance des actions à mener en matière de prévention et de gestion des incidents et accidents, etc. L'offre de formation a commencé récemment à se développer, mais elle est encore parcellaire et de qualité inégale. De nombreux observateurs considèrent que la filière est encore très loin d'être à maturité sur cette question clé du développement des compétences, et la mission partage cette appréciation<sup>103</sup>. Dans une situation où l'engouement pour l'hydrogène attire vers la filière de nombreux nouveaux acteurs – et constitue parfois un « effet d'aubaine » pour des cabinets de formation ou des bureaux d'études – il est indispensable que la question de la formation des nouveaux acteurs de la filière fasse l'objet d'un effort particulièrement vigoureux.

La responsabilité de cet effort incombe principalement aux acteurs privés, et à la filière dans son ensemble : l'association France Hydrogène l'a bien compris, et a organisé pour la première fois une « Journée Sécurité » le 30 juin 2022. Il sera important de mobiliser le plus largement possible l'ensemble des acteurs de la filière, notamment pour bénéficier des synergies et des partages d'expériences entre les grands acteurs expérimentés en matière d'usage de l'hydrogène et les nouveaux entrants. Mais la réussite de ce vaste effort de formation nécessitera aussi une bonne articulation sur ces sujets entre la filière, les experts publics et les administrations impliquées dans les sujets de sécurité Hydrogène, aux niveaux central et déconcentré.

**Recommandation 7**(adressée à France Hydrogène, à la DGEC et à la DGPR) : *En lien avec les experts publics et les administrations, renforcer vigoureusement les actions de formation sur la sécurité Hydrogène destinées aux nouveaux acteurs de la filière, en favorisant le partage des bonnes pratiques et l'élaboration de guides professionnels.*

## 5.2.6 Amplifier les travaux de R&D sur les sujets de sécurité

La mission a constaté que les campagnes d'essais sur les risques liés spécifiquement à l'hydrogène sont rares. Par exemple, il n'existe à sa connaissance que deux essais d'incendies de véhicules à hydrogène ayant fait l'objet d'un rapport rendu public.

**Encadré 12** : Deux essais d'incendie de véhicules à hydrogène.

Le Laboratoire central de la préfecture de police (LCPP) a produit deux rapports d'essais d'incendies de véhicules à hydrogène.

- Le premier essai a été réalisé en milieu ouvert en juin 2014<sup>104</sup>. Il portait sur un véhicule à batterie équipé d'un réservoir d'hydrogène pour une plus grande autonomie. L'incendie à l'air libre a duré 12 mn avant d'atteindre le réservoir d'hydrogène et de déclencher l'ouverture du TPRD. Le réservoir s'est alors vidé en une minute environ. La batterie électrique n'a pas brûlé.

<sup>103</sup> Citons juste un exemple, entendu à plusieurs reprises au cours des entretiens de la mission, qui illustre la nécessité de la montée en compétence sur les sujets de sécurité. Lorsqu'une tierce expertise est demandée (par l'administration ou par une entreprise) pour vérifier ou attester la qualité d'une étude de danger, il est fréquent aujourd'hui que la tierce expertise révèle des lacunes importantes : scénarios oubliés, hypothèses incorrectes, etc.

<sup>104</sup> Evaluation du comportement au feu d'un véhicule HyKangoo ZE en situation d'incendie en milieu non confiné, essai réalisé le 2 juin 2014 à Valvidienne dans la Vienne, LCPP.

- Le deuxième essai a été mené en milieu confiné en décembre 2015<sup>105</sup>. Il portait sur un véhicule analogue, mais accolé à un autre véhicule à essence dans un box fermé, lui-même installé dans un hangar couvert, l'objectif étant d'évaluer la propagation du feu d'un véhicule à l'autre. Le véhicule à prolongateur d'autonomie à l'hydrogène a vu son TPRD s'ouvrir après 19 mn, le réservoir se vider en 1 mn environ, et la batterie connaître un emballement thermique au bout de 53 mn, au moment même où intervenaient les pompiers. Le véhicule voisin a brûlé aussi. La torchère au-dessus du TPRD n'a pas dépassé 4,50 m et aucune explosion n'a été notée.

Les enseignements tirés de ces deux essais ont été mis à profit pour l'élaboration du guide du Service départemental d'incendie et de secours (Sdis) 86 pour les interventions d'urgence (voir l'encadré 8).

Plus largement, la mission estime qu'il est indispensable d'amplifier les travaux de R&D sur différents sujets touchant à la sécurité Hydrogène, au-delà ce que qui est prévu dans le cadre du PEPR (programme et équipements prioritaires de recherche) Hydrogène décarboné lancé en février 2022.

- Si plusieurs des phénomènes dangereux décrits dans la section 5.1 sont aujourd'hui bien compris, ce n'est pas le cas de tous. Sur certains sujets, tels que la fragilisation des aciers par l'hydrogène, des travaux de recherche sont absolument nécessaires, que ce soit au niveau fondamental pour mieux comprendre l'absorption et la perméation de l'hydrogène dans les matériaux métalliques et leurs effets à l'échelle microscopique et à l'échelle macroscopique, ou au niveau appliqué via des campagnes d'essais pour caractériser le phénomène. Les questions liées au vieillissement des matériaux et des équipements sont aussi mal comprises aujourd'hui. Autre exemple : caractériser les situations où la combustion se produit sous forme de détonation plutôt que sous forme de déflagration nécessite aussi des travaux de R&D.
- Des travaux de R&D sont nécessaires pour mettre au point des dispositifs de prévention et des dispositifs de mesure. Ainsi, la réduction des fuites d'hydrogène est un sujet sur lequel les progrès issus de la recherche sont nécessaires. On peut penser aussi aux questions touchant à la détection des fuites, à la mise au point de capteurs et d'instruments de mesure plus précis que ceux dont on dispose aujourd'hui, et à la mise au point de procédés de contrôle non destructif des canalisations.
- Par ailleurs, il apparaît que, si l'on est en mesure de caractériser une partie des phénomènes entraînant des risques liés à l'hydrogène, la connaissance de leurs probabilités d'occurrence est aujourd'hui très lacunaire. Des progrès en la matière sont absolument indispensables.
- Il faut aussi citer les sujets liés à l'évaluation du risque dans les espaces confinés, parkings et tunnels, évoqués dans la section 5.1.5, à l'identification des principaux scénarios de risque, et à la mise au point des dispositifs de prévention nécessaires.

La mission considère qu'un accroissement sensible des travaux de R&D ciblés sur les sujets liés à la sécurité Hydrogène est nécessaire en France et en Europe.

**Recommandation 8 (adressée au SGPI et à la DGRI<sup>106</sup>) : Développer les campagnes d'essais et les travaux de R&D – publique et privée – nécessaires pour mieux caractériser les phénomènes à l'œuvre dans les risques liés à l'hydrogène, comprendre leurs probabilités d'occurrence, et mettre au point les dispositifs et procédés nécessaires à leur prévention.**

<sup>105</sup> Feu en infrastructure de véhicule électrique avec prolongateur d'autonomie hydrogène, essai réalisé le 16 décembre 2015 à Nantes, LCPP.

<sup>106</sup> Direction générale de la recherche et de l'innovation.

*(adressée à France Hydrogène, à la DGEC et à la DGPR) Organiser le partage des résultats des campagnes d'essais et des travaux de R&D et leur prise en compte par les acteurs - sous forme de guides et de protocoles - et dans les travaux de normalisation et de réglementation.*

## 6 Les évolutions souhaitées de la réglementation

### 6.1 La feuille de route cosignée par la DGPR et France Hydrogène

#### 6.1.1 Une démarche de travail conjointe

Comme le rappelle la lettre de mission (en Annexe 1), la DGPR a souhaité mener une réflexion avec la profession pour accompagner le déploiement des nouveaux usages de l'hydrogène dans de bonnes conditions de sécurité, et donner de la visibilité sur l'évolution du cadre réglementaire. Cette réflexion a abouti à la signature le 7 octobre 2021, par la DGPR et France Hydrogène, d'une feuille de route visant à disposer d'une vision commune des évolutions réglementaires à envisager. Cette feuille de route (reproduite en Annexe 6) identifie les sujets réglementaires qui doivent être traités dans le domaine de compétences de la DGPR, à savoir :

- la production, le stockage et la distribution d'hydrogène au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ;
  - Cinq sujets sont abordés à ce titre :
    - la rubrique ICPE 1416 pour la distribution d'hydrogène gazeux,
    - la rubrique ICPE 1414 pour la distribution d'hydrogène liquide,
    - la rubrique ICPE 3420 pour la fabrication d'hydrogène,
    - la rubrique ICPE 4715 pour le stockage d'hydrogène,
    - la rubrique ICPE 2930 pour l'entretien et la réparation de véhicules.
- le transport d'hydrogène au titre de la réglementation relative au transport de matières dangereuses (TMD) ;
- et le transport d'hydrogène par canalisation.

La feuille de route décrit une démarche de travail précise, avec un calendrier détaillé, sur le sujet de la rubrique ICPE 1416, identifié comme prioritaire. Elle donne également des éléments de programme de travail conjoint DGPR-France Hydrogène concernant les rubriques ICPE 3420 et 4715, la réglementation TMD et le transport par canalisation.

Les entretiens de la mission avec les professionnels ont confirmé la pertinence du contenu de la feuille de route mais ils ont également permis d'identifier d'autres sujets sur lesquels la profession souhaite des évolutions de la réglementation. Ces souhaits et ces demandes de la profession, recueillis par la mission, sont décrits dans la section 6.2 ci-dessous.

#### 6.1.2 Un bilan mitigé, un défi à relever

Un an après la signature de cette feuille de route, il apparaît que le seul sujet sur lequel les travaux ont notamment avancé concerne la préparation de la rédaction d'une nouvelle version de l'arrêté-type (AMPG : arrêté ministériel de prescriptions générales) de la rubrique ICPE 1416, relatif aux stations de distribution d'hydrogène gazeux. Au moment de la rédaction du présent rapport, la DGPR finalise une première version du texte du nouvel arrêté. Cependant, les autres travaux prévus dans la feuille de route n'ont pas significativement progressé. Le premier bilan de la mise en œuvre de la feuille de route, tel qu'on peut l'établir un an après sa signature, est donc clairement mitigé.

La mission souhaite cependant souligner l'intérêt de la démarche engagée par la DGPR. Avoir des échanges nourris avec la profession et mettre en place des cadres de travail conjoint avec elle pour préparer l'élaboration des textes réglementaires qui doivent permettre d'adapter les dispositions en vigueur, est clairement la voie à suivre, et à poursuivre. Faire évoluer de façon appropriée le cadre réglementaire pour permettre un développement sécurisé des usages, sans « sur-sécuriser », et à un

rythme pertinent<sup>107</sup> par rapport aux attentes des acteurs, à l'émergence de nouveaux usages et de nouvelles technologies, et au progrès de la compréhension des risques et des dispositifs de prévention : c'est un défi que les administrations ne pourront relever qu'en s'engageant dans une telle démarche de travail commune avec la profession, en y associant les experts publics.

La mission considère donc que le bilan mitigé de la mise en œuvre de la feuille de route doit être vu comme une illustration supplémentaire du fait que la filière n'est pas « à maturité », ce qui est inévitable dans la situation actuelle où l'effervescence des espoirs que suscite l'hydrogène coexiste avec des incertitudes majeures sur l'avenir. La mission souligne aussi l'ampleur et la difficulté du défi que la « tête de filière » France Hydrogène devra relever dans les prochains mois et les prochaines années pour être au rendez-vous d'une démarche conjointe de travail avec les administrations : comme cela existe dans d'autres filières plus matures, il lui faudra se mettre en situation de parler « au nom de la profession », d'élaborer des propositions ou des scénarios solidement documentés, étayés par des éléments techniques précis, y compris sur des questions de réglementation sur lesquelles les acteurs de la filière ne sont pas en accord entre eux voire ont des intérêts divergents, faute de quoi la DGPR devra travailler directement avec les principaux acteurs de la filière.

## 6.2 Les attentes des acteurs et les recommandations de la mission

La mission a recueilli attentivement les attentes et les souhaits de ses interlocuteurs concernant les évolutions de la réglementation concernant la sécurité Hydrogène. Elle présente dans cette section une synthèse de ces attentes et de ces souhaits. Elle exprime aussi son avis sur certains de ces souhaits et formule plusieurs recommandations.

On peut commencer cette présentation en soulignant quelques remarques générales, partagées par de nombreux acteurs :

- Les professionnels s'accordent pour suggérer une mise en place attentive de l'encadrement réglementaire. Ils redoutent en effet que des prescriptions dictées par la méconnaissance provisoire de l'impact des technologies ou des risques liés à l'hydrogène, mais qui s'avéreraient en définitive excessives, ne puissent pas être ensuite assouplies, en vertu notamment du principe législatif de non régression du droit de l'environnement. Ils redoutent une évolution de la réglementation qui conduirait à une « sur-sécurisation » et qui serait, par exemple, beaucoup plus contraignante pour les véhicules à hydrogène que pour les véhicules à batteries électriques.
- Les acteurs insistent également sur la nécessité que l'administration soit très vigilante à ne pas mettre en place en France des réglementations qui seraient plus contraignantes que celles des pays voisins, notamment l'Allemagne.
- Les acteurs insistent particulièrement sur la nécessité de trouver des voies permettant de réduire la durée des procédures administratives. Plusieurs d'entre eux insistent sur le fait que la durée des procédures de demande d'une autorisation est très supérieure, dans la réalité, à la durée annoncée par les administrations.
- Certains acteurs expriment le vœu que, après avoir évolué pour prendre en compte lorsque c'est nécessaire les spécificités des risques liés à l'hydrogène, la réglementation soit ensuite figée, aussi rapidement que possible, afin de donner aux acteurs un cadre d'action stable. Mais d'autres acteurs expriment leur conviction que la réglementation ne pourra pas se stabiliser

---

<sup>107</sup> Le sujet du rythme attendu de l'évolution de la réglementation est en soi un sujet difficile. Plusieurs interlocuteurs de la mission considèrent qu'ils n'ont jamais rencontré un contexte nécessitant une évolution aussi rapide de la réglementation en matière de prévention des risques que celle qui est et sera nécessaire dans les prochaines années pour sécuriser le développement de la filière Hydrogène. La DGPR est consciente de cet enjeu : alors qu'elle finalise actuellement une première version du nouvel AMPG pour la rubrique ICPE 1416, elle prévoit déjà qu'il sera nécessaire de réviser encore cet arrêté dans deux ans au plus.

avant une période de plusieurs années, comme on l'a évoqué dans la section 6.1 ci-dessus.

### **6.2.1 Le manque de dialogue entre les administrations**

Une première source d'insatisfaction des professionnels est liée à la multiplicité d'administrations publiques non coordonnées entre elles. La mission partage cette préoccupation, et formule ci-dessous une recommandation.

Au niveau national, au moins six directions générales d'administration centrale sont compétentes sur les risques liés à l'hydrogène :

- la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) du ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, compétente en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement, de risques technologiques, de transport de matières dangereuses (TMD), et en matière de sécurité des équipements à risques et des réseaux ;
- la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), rattachée au ministère de la transition énergétique et au ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, direction de référence pour la politique énergétique et compétente sur la réglementation technique des véhicules ;
- la Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités (DGITM) du ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, compétente sur les infrastructures de transport – notamment les points sensibles (tunnels...) – et leurs usages, et sur les politiques publiques en matière de mobilité ;
- la Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN) du même ministère et en son sein la direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP), compétente sur la réglementation technique du bâtiment, notamment dans sa dimension de sécurité, sur le stationnement en parking couvert à usage privé, et sur la réglementation des établissements recevant du public (ERP) ;
- la Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises (DGSCGC) du ministère de l'intérieur et des outre-mer, compétente sur les modalités d'intervention des pompiers et les dispositions techniques de nature à les sécuriser, et qui contribue aussi à la réglementation ERP<sup>108</sup> ;
- et la Direction générale du travail (DGT) du ministère du travail, du plein emploi et de l'insertion, pour la réglementation des parkings sur les lieux de travail et la mise en œuvre de la réglementation sur les atmosphères explosives (Atex).

Cette multiplicité d'administrations concernées n'est pas surprenante car le « spectre » des sujets à prendre en compte pour sécuriser le développement de la filière Hydrogène est très large. Cependant, ces sujets sont souvent très complexes et, face à cette situation, les travaux des administrations apparaissent comme très cloisonnés. Pour donner quelques exemples, les questions touchant aux équipements sous pression (ESP), au transport de matières dangereuses, aux installations classées pour la protection de l'environnement, à l'homologation des véhicules – et on pourrait poursuivre cette liste – procèdent de doctrines différentes, pensées de façon indépendante les unes des autres. Les adapter de façon non coordonnée aux situations rencontrées par la filière, sans vision globale et systémique, n'est certainement pas la meilleure voie à suivre. Pour prendre un autre exemple, les questions concernant le stationnement de taxis ou de bus à hydrogène dans des parkings fermés relèvent aujourd'hui de corpus réglementaires aussi variés et éloignés que les réglementations Atex,

---

<sup>108</sup> Notamment, la DGSCGC est compétente sur la protection incendie des parkings couverts classés ERP et des parkings situés dans les immeubles de grande hauteur.

ERP, le code du travail, et l'homologation des véhicules. La DGSCGC note d'ailleurs que les parkings relèvent de quatre réglementations différentes – parcs publics, parcs dans des bâtiments d'habitation, parcs dans les immeubles de grande hauteur, parcs dans des bâtiments professionnels – et souhaite qu'un travail sur leur harmonisation soit engagé.

La nécessité de décloisonner entre les administrations les travaux relatifs à la sécurité du développement de la filière Hydrogène est ressentie par nombre des entreprises rencontrées par la mission, et aussi par certaines administrations. Notamment, les acteurs de la sécurité civile – à la DGSCGC et dans les Sdis – considèrent qu'il leur est vraiment nécessaire de participer à des travaux partagés avec des administrations comme la DGPR et la DGEC, et avec les experts publics comme ceux de l'Ineris ou du CEA. Diverses initiatives ont d'ailleurs été prises en ce sens dans la période récente.

Réussir le développement sécurisé de la filière Hydrogène impose donc de savoir mettre en place, parmi les acteurs publics et avec la filière, des cadres de travail appropriés, décloisonnés, permettant une approche globale et systémique des sujets. Ce sera particulièrement nécessaire sur certains sujets pour lesquels l'approche de la réglementation est encore lacunaire, comme ceux qui concernent les parkings et les tunnels (on y revient dans la section 6.2.2) et pour lesquels il sera nécessaire de « croiser » l'ensemble des regards utiles pour parvenir à une doctrine partagée. La mission estime que ce sujet des espaces confinés, parkings et tunnels, est le sujet prioritaire sur lequel les administrations concernées doivent mettre en place des travaux transversaux conjoints, en « mode projet ».

***Recommandation 9 (adressée à la DGPR, la DGSCGC, la DGITM, la DGTravail et la DHUP) : Décloisonner et mieux unifier les travaux des administrations sur les sujets touchant à la sécurité Hydrogène, en lien avec les experts publics et la profession, avec une priorité sur les sujets qui concernent les parkings fermés<sup>109</sup> et les tunnels.***

Au-delà du niveau national, une part importante de la réglementation est élaborée au niveau européen. Plusieurs règlements proviennent aussi du niveau international, en particulier pour ce qui concerne l'homologation des véhicules et le transport des matières dangereuses (TMD, règlement ADR<sup>110</sup>), dont les règles générales sont fixées pour les véhicules routiers par la Commission économique des Nations-Unies pour l'Europe (Unece) à Genève et transposées ensuite dans le droit européen, et pour l'aviation et le maritime par les institutions *ad hoc*.

Plusieurs interlocuteurs de la mission insistent sur l'importance que les administrations françaises renforcent leur participation aux travaux sur les textes élaborés par la Commission européenne et l'Unece, et y portent des positions arrêtées après échanges interministériels et en lien avec la profession. La mission est bien sûr en accord avec cette préconisation.

## **6.2.2 Un sujet crucial : les espaces confinés, parkings et tunnels**

On a décrit dans la section 5.1.5 l'accroissement des risques liés à l'hydrogène dans les espaces confinés : le stationnement des véhicules à hydrogène dans des parkings couverts et leur circulation sous dalle ou dans des tunnels sont des sujets cruciaux. Or ces sujets font aujourd'hui l'objet d'une

---

<sup>109</sup> La mission tient à souligner qu'un rapport d'inspections générales avait, dès 2014, préconisé d'engager des travaux interministériels concernant l'harmonisation des réglementations incendie portant sur les parcs de stationnement. Malheureusement, la mission constate en novembre 2022 que, même si les administrations concernées ont récemment confirmé leur accord pour mener ces travaux au sein d'un groupe de travail copiloté par la DGSCGC, la DHUP et la DGTravail, dans le cadre nommé « Mission Parcs de stationnement », ces travaux n'ont pas encore réellement démarré. La mission insiste sur le caractère prioritaire de ces travaux, et sur la nécessité d'y prendre en compte les spécificités liées aux véhicules électriques et aux véhicules à hydrogène.

<sup>110</sup> L'acronyme ADR vient de l'anglais « *Agreement for Dangerous goods by Road* », traduit en français par « *Accord européen relatif au transport international de marchandises dangereuses par route* ».

forme de lacune de la réglementation, lacune que de nombreux acteurs de la mobilité Hydrogène – et la mission – appellent à combler aussi rapidement que possible.

Formellement, la réglementation actuelle n’interdit ni la circulation, ni le stationnement des véhicules à hydrogène dans les espaces confinés. Dans ce contexte, on constate des situations très diverses. Face aux difficultés à réellement apprécier le niveau des risques, les responsables chargés de prendre les décisions d’autorisation adoptent des attitudes différentes : ils privilégient le plus souvent la prudence comme les y incite le souvenir d’incendies marquants tels que ceux du tunnel du Mont Blanc en 1999 ou du parking de Liverpool en 2017, mais pas toujours.

- La DGSCGC a produit un guide de bonnes pratiques à l’attention des concepteurs de parkings et des services de secours dont l’édition de janvier 2018 préconise d’éviter le stationnement de véhicules à hydrogène dans des parkings couverts<sup>111</sup>. Ce conseil est suivi scrupuleusement par certains assureurs et prestataires, mais il n’est pas toujours appliqué. Ainsi, la mission a pu visiter le parking souterrain (au niveau -3) dans lesquels stationnent les taxis « Hype » de la société Step à Clichy, sur lequel on revient ci-dessous.
- La situation n’est pas très différente pour les tunnels. A la connaissance de la mission il n’existe pas de document de référence spécifique mais les Sdis, lorsqu’ils sont sollicités par le préfet en amont de la décision d’autoriser ou non la circulation de véhicules à hydrogène dans un tunnel, se réfèrent parfois au guide relatif aux parkings couverts, et l’interprètent de façon variable, selon leur stratégie d’intervention. C’est ainsi que ces véhicules circulent aujourd’hui dans certains tunnels et sont interdits dans d’autres ; par exemple, le tunnel autoroutier traversant Toulon leur est interdit.

Cette disparité des situations n’est évidemment pas satisfaisante. Il règne une incertitude qui constitue inévitablement un frein pour le développement de la mobilité Hydrogène : pour prendre un seul exemple, aucun industriel ne peut s’engager avec confiance dans la construction de cars ou de poids lourds à hydrogène si les décisions d’autoriser ou non la circulation de ces véhicules dans les tunnels sont laissées à l’appréciation du préfet de chaque département et semblent imprédictibles.

Ces sujets font l’objet d’études et de recherches dans le domaine des tunnels mais pas, semble-t-il, dans celui du bâtiment.

- Ainsi, un groupe de travail « Nouvelles énergies et risques technologiques en tunnel » (Nertt) animé par le Cetu a été mis en place début 2020. Il étudie les risques d’incendie ou d’explosion liés à la circulation en tunnel de véhicules dotés des « nouvelles énergies » de propulsion (batteries, gaz, hydrogène) ainsi que les mesures de prévention et d’intervention adaptées. Il réunit notamment l’ATMB (Autoroutes et tunnel du Mont Blanc), la DGSCGC, des autorités organisatrices de la mobilité, l’Ifpen et l’Ineris.
- On peut citer aussi le projet HyTunnel-CS (*confined spaces*), projet européen de recherche prénormative sur la sécurité de la circulation de véhicules à hydrogène dans des tunnels et des espaces confinés. Il réunit 13 partenaires de 11 pays européens, dont le CEA, qui a en charge la réalisation d’essais en situation réelle dans un tunnel au-dessus de Grenoble.

Des campagnes d’essais et des travaux de R&D supplémentaires sont nécessaires aussi bien pour les tunnels que pour les parkings –et donc pour les bâtiments – comme évoqué dans la section 5.2.6 ci-dessus.

La mission estime indispensable d’établir aussi rapidement que possible une doctrine sur ces sujets, en matière de prévention des risques et en matière de références ou de critères pour les décisions d’autorisation. Cette doctrine a vocation à se traduire à la fois dans des dispositions réglementaires concernant les parkings couverts et fermés, et les tunnels routiers ou ferroviaires, afin d’éviter la

---

<sup>111</sup> Guide pratique relatif à la sécurité incendie dans les parcs de stationnement couverts ouverts au public, DGSCGC, janvier 2018. La conclusion de la section 2.3.2 consacrée aux véhicules à hydrogène est ainsi rédigée : « dans l’attente d’essais et de retours d’expérience complémentaires, il est préconisé de faire stationner les véhicules dans des espaces non couverts (toiture terrasse par exemple). »

disparité des situations et les incertitudes évoquées plus haut, mais aussi dans des guides professionnels ou des « guides pratiques »<sup>112</sup>. La mission souligne qu'il sera important de suivre avec attention comment les autres pays européens mettent en place une réglementation sur ces sujets, et elle formule la recommandation suivante, qu'il faut rapprocher de la Recommandation 9<sup>113</sup>.

**Recommandation 10 (adressée à la DGSCGC, la DGITM, la DGTravail et la DHUP) : Formuler aussi rapidement que possible une doctrine concernant la sécurité Hydrogène dans les parkings couverts et les tunnels.**

Il ne revient pas à la mission, bien sûr, de prendre position sur le fond concernant le contenu de cette doctrine. Elle souhaite cependant présenter les éléments d'analyse suivants :

- S'agissant des parkings, le parking de la société Step à Clichy visité par la mission constitue probablement un « cas d'école »<sup>114</sup> dont l'analyse détaillée pourrait permettre d'identifier les éléments clés de la prévention des risques pour le stationnement de véhicules à hydrogène dans des parkings fermés. Il faudra bien sûr prendre en compte les sujets liés à la tenue au feu du réservoir d'hydrogène, évoquée au paragraphe suivant.
- S'agissant des tunnels, la mission avait retenu de ses premiers entretiens sur le sujet qu'il était envisageable – sous toute réserve – de parvenir à relativement court terme à élaborer une doctrine permettant d'autoriser la circulation de véhicules à hydrogène dans une partie significative des tunnels routiers français, après mise en place des dispositifs de prévention adéquats. Cependant, au moment de la rédaction de ce rapport, la mission a eu connaissance des recommandations issues du projet HyTunnel-CS, qui font état de scénarios de risques qui peuvent être accompagnés d'effets dévastateurs<sup>115</sup>. Les auteurs identifient notamment des scénarios où, lors de l'incendie d'un véhicule, le réservoir d'hydrogène brûlerait à l'opposé du TPRD ce qui pourrait conduire à un éclatement du réservoir sans ouverture préalable du TPRD ; ils montrent aussi que la combustion de l'hydrogène peut prendre la forme d'une détonation, et que celle-ci peut se propager sur toute la longueur du tunnel sans atténuation notable, avec des effets fatals pour toute personne présente dans le tunnel.

<sup>112</sup> En terminant ces réflexions sur la sécurité Hydrogène dans les espaces confinés, la mission précise qu'elle n'a examiné que les situations d'usage de véhicules utilisant de l'hydrogène gazeux, et non liquide. Elle note toutefois que, selon les experts du Cetu (qui s'exprimaient au cours d'un entretien antérieur à la publication des recommandations du projet HyTunnel-CS), la circulation en tunnels de poids lourds équipés de réservoirs d'hydrogène liquide serait beaucoup plus problématique que la circulation de véhicules munis de réservoirs d'hydrogène gazeux.

<sup>113</sup> La mission estime notamment que le cas des véhicules à hydrogène doit faire l'objet d'une attention particulière dans le cadre du groupe de travail interministériel, envisagé conjointement par la DSSCGC et la DGALN, pour mener le chantier réglementaire de l'harmonisation des réglementations incendie dans les parcs de stationnement.

<sup>114</sup> La mission a considéré avec une attention particulière ce parking fermé dans lequel stationnent une part des taxis parisiens à hydrogène.

Les modalités d'utilisation du parking ont fait l'objet d'une étude détaillée demandée par Step au cabinet Casso et associés, cabinet spécialisé dans la sécurité incendie et constitué principalement d'anciens de la Brigade des sapeurs-pompiers de Paris (BSPP). Le parking est équipé de détecteurs de fumées, de détecteurs de monoxyde de carbone (qui détectent aussi l'hydrogène, comme on l'a évoqué ci-dessus), et d'une ventilation dont le débit est automatiquement accru en cas de détection. De plus, le fait que ce parc de stationnement est régi par les dispositions du code du travail a permis d'imposer une consigne stricte pour imposer que tous les véhicules sont stationnés en marche arrière, de sorte que le TPRD du réservoir d'hydrogène est systématiquement dirigé vers le mur situé à l'arrière de chaque véhicule : cette disposition est jugée essentielle pour la sécurité incendie, notamment pour faciliter les conditions d'intervention des services de secours en cas d'incendie. Le stationnement des taxis dans le parking a été explicitement autorisé par le propriétaire de l'immeuble, qui n'est autre que la Mutuelle fraternelle d'assurances (MFA), assureur des taxis Hype. Ce parking est connu du LCPP, avec qui Step est en relation dans l'optique des travaux de la « Mission Parcs de stationnement » évoquée plus haut.

<sup>115</sup> Ces recommandations sont donc beaucoup plus alarmantes que le rapport des laboratoires Sandia évoqué dans la section 5.1.5.

Au vu de ces résultats – qui méritent de faire l'objet d'analyses et de travaux complémentaires – on ne peut exclure que la circulation de véhicules actuels à hydrogène doive être interdite dans les tunnels et que leur stationnement en parking doive rester fermement déconseillé. Il est possible aussi que ces résultats conduisent à préconiser des évolutions de la conception et des essais de tenue au feu des réservoirs – et des TPRD<sup>116</sup> – et que l'on puisse à l'avenir, sur la base d'une identification plus précise des scénarios de risques et d'une meilleure compréhension des effets des sinistres et des moyens de les réduire, autoriser la circulation de véhicules à hydrogène dans certains tunnels munis des dispositifs de sécurité nécessaires. Très certainement, cette autorisation ne pourrait être accordée qu'après un examen individualisé de la situation de chaque tunnel, sur la base d'une doctrine qui reste à élaborer. Ces analyses – et leur extension aux questions liées au stationnement dans les parkings couverts – devront aussi permettre de préciser la doctrine d'intervention des sapeurs-pompiers en cas d'incendie impliquant un véhicule à hydrogène dans un milieu confiné.

### 6.2.3 Un autre sujet d'attention : les sites « multi-fonctions »

On peut citer plusieurs exemples de sites « multi-fonctions » où on rencontre sur un même site plusieurs installations élémentaires :

- production et consommation d'hydrogène dans l'industrie lourde ;
- production, stockage et distribution dans une station-service à hydrogène ;
- production et stockage souterrain d'hydrogène.

Plus largement encore, les acteurs de la filière Hydrogène prévoient à un terme assez rapproché d'autres situations :

- la station-service de demain sera, encore plus que celle d'aujourd'hui, « multi-énergies » : on rencontrera sur un même site des installations de distribution de carburants classiques, de recharge pour les batteries équipant les véhicules électriques, de distribution de gaz naturel comprimé, et de distribution d'hydrogène<sup>117</sup> ;
- dans un registre similaire, la RATP et d'autres gestionnaires de flottes de bus envisagent des « centres bus multi-énergies », où seront remisés dans un même lieu des bus à motorisation Diesel, à gaz naturel, et à hydrogène<sup>118</sup>.

Dans le cas de sites de grande taille, chaque installation est soumise à la réglementation ICPE ; de plus, le site peut faire l'objet d'un plan de prévention des risques technologiques (PPRT). La question, telle que la pose notamment Storengy, est de pouvoir intégrer une nouvelle installation sur un site faisant déjà l'objet d'un PPRT afin, notamment, de gagner en compacité sur le site.

La mission souligne ces attentes des acteurs et préconise que les administrations définissent un cadre approprié pour traiter ces sites multi-fonctions de façon intégrée, en évitant la « sur-sécurisation ».

---

<sup>116</sup> On peut noter que les travaux en cours sur la révision de la *global technical regulation* de l'Unece relative aux véhicules à hydrogène – évoquée dans l'encadré 10 – traite abondamment de la révision des modalités de réalisation des essais de tenue au feu des réservoirs d'hydrogène. Le texte de présentation disponible en ligne évoque l'idée d'installer plusieurs TPRD sur un même réservoir, ce qui réduirait le risque qu'un incendie endommage le réservoir – voire provoque son éclatement – avant de déclencher l'ouverture d'un TPRD.

Voir <https://unece.org/transport/documents/2022/09/working-documents/iwg-hfcv-proposal-amendment-1-un-global-technical> .

<sup>117</sup> Selon certains interlocuteurs de la mission, les stations multi-énergies ne sont pas possibles aujourd'hui si on applique les règles d'éloignement à chaque point de distribution.

<sup>118</sup> Les questions que soulève cette perspective sont nombreuses : quelle démarche pour les analyses de risque et les études de danger pour un tel centre bus multi-énergies ? sera-t-il possible d'élaborer un seul dossier administratif ? quelles adaptations seront nécessaires pour faire évoluer un centre bus mono-énergie vers un centre multi-énergies ? au-delà du sujet du remisage des bus, faudra-t-il séparer les ateliers de maintenance des différents types de bus ?

## 6.2.4 Investir les travaux de normalisation et favoriser la standardisation

La normalisation des éléments de base des équipements, voire la certification éventuelle du respect de la norme par des organismes habilités à cet effet, est une voie à promouvoir à l'appui des processus d'autorisation réglementaire. Elle permet de s'appuyer sur l'expertise de nombreux acteurs industriels internationaux rassemblés dans les comités de normalisation.

Dans le domaine de l'hydrogène, les industriels et les laboratoires ont mené depuis près de vingt ans un travail important en la matière. Une monographie élaborée par l'Ineris et France Hydrogène sur commande de l'Ademe<sup>119</sup> rend compte de ces travaux. Outre six directives, le texte liste plus d'une vingtaine de séries de normes ; par exemple, 19 normes de la série IEC 62282 traitent des piles à combustibles. Certains sujets ne font pas l'objet de travaux de normalisation, comme les stockages cryogéniques ou les véhicules lourds ; pour d'autres comme les raccords ou les matériels ferroviaires, les travaux de normalisation sont en cours.

Ces travaux impliquent de la part des industriels des efforts considérables de réflexion, de tests et de lobbying international. L'Ineris et le CEA sont très impliqués dans ces comités de normalisation ; ils plaident conjointement pour un renforcement des travaux de recherche et développement « pré-normatifs » sur les « briques technologiques ». Ces travaux doivent par ailleurs être complétés par un travail d'assimilation approfondi de l'ensemble des acteurs, y compris des administrations, pour les intégrer à leurs études de conception et de sécurité. En outre, dans l'esprit de la « nouvelle approche » communautaire, l'édition de « normes harmonisées », c'est-à-dire d'un cadre normatif reconnu par les pouvoirs publics comme support de la réglementation, et la certification selon ces normes des équipements, sont de nature à clarifier les relations entre l'administration et les porteurs de projets et à accélérer le traitement des dossiers.

La participation des acteurs français à ces travaux de normalisation est un enjeu important, que la mission tient à souligner en formulant la recommandation suivante.

**Recommandation 11 (adressée à la DGEC, la DGPR et France Hydrogène) : Renforcer la participation des acteurs français publics et privés dans les instances de normalisation au niveau européen et mondial, et organiser une relation fluide sur ces sujets entre les entreprises, les experts publics et les administrations, en ciblant en particulier les stations de distribution, les véhicules et les électrolyseurs.**

Cependant, une approche de la sécurité Hydrogène reposant uniquement sur des normes n'est pas envisageable. D'une part, le travail normatif est compliqué et long : les premières normes Hydrogène pour l'automobile datent des années 2000 et le travail est toujours en cours. Surtout, il est indispensable d'évaluer la sécurité d'une installation de façon intégrée, en s'adaptant à son contexte et à son environnement, comme la réglementation ICPE vise de le faire<sup>120</sup>.

En revanche, un certain nombre d'installations à hydrogène seront probablement assez semblables : une certaine standardisation de ces installations – et des dossiers administratifs qui les concernent – est donc une voie intéressante, qui pourrait amener des gains de temps pour les projets et pour l'instruction des dossiers. Il ne s'agit pas d'établir au niveau européen des conditions d'analyse

<sup>119</sup> Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène, Ineris et France Hydrogène pour l'Ademe, juillet 2021.

<sup>120</sup> Concernant l'articulation entre la réglementation et la normalisation, il est utile de rappeler que, selon les dispositions de l'article 17 du décret n°2009-697 relatif à la normalisation, seules les normes consultables gratuitement peuvent être rendues d'application obligatoire par la réglementation. De façon plus souple, toutefois, la réglementation peut faire référence à une norme (payante) en fixant que le respect de cette norme « vaut présomption de conformité » à telle disposition réglementaire, ou en stipulant que le respect de telle norme « permet de répondre aux exigences » de telle ou telle disposition – sans créer d'obligation de conformité à la norme.

uniformisées, mais de mettre en place les bases partagées d'une analyse approfondie de la sécurité des installations. Dans la version la plus aboutie ceci conduit à publier des arrêtés de prescription type qui permettent d'ouvrir la voie à des procédures d'enregistrement ; la DGPR a une certaine pratique du sujet.

Une autre solution est de rédiger, pour certaines parties des dossiers décrivant les installations, des cadres communs pour la sécurité, accessibles à toute la profession. Il pourrait s'agir :

- des électrolyseurs, en prenant en compte les spécificités de certaines technologies,
- des stockages stationnaires sous pression,
- de l'étanchéité des circuits,
- ou des dépôts de bus.

Une telle démarche ne doit pas exonérer les acteurs, dont les exploitants, de l'obligation de s'approprier les enjeux de sécurité de leurs installations, en produisant un dossier rigoureux. Au contraire, cette approche doit permettre d'éviter d'avoir des lacunes dans les dossiers ; elle permettrait aussi de poser des cadres de référence pour les échanges avec les assureurs, qui peuvent parfois exiger des prescriptions particulières excessives.

***Recommandation 12 (adressée à la DGPR et à la DGEC) : Développer une approche de la réglementation qui favorise et soutienne la standardisation – aux niveaux européen et international – des composants, des équipements et des systèmes génériques utilisés par la filière.***

### **6.2.5 Les professionnels demandent des adaptations de la réglementation et des procédures, et des ajustements des seuils**

En complément des sujets évoqués ci-dessus, on présente dans cette section les autres attentes exprimées par les interlocuteurs de la mission concernant l'évolution de la réglementation. Elargissant le propos, on évoque aussi ci-dessous des remarques ou suggestions qui ne concernent pas la réglementation proprement dite, mais plutôt les référentiels et les guides de bonnes pratiques. La mission se permet aussi de citer parfois telle remarque ou suggestion recueillie auprès de ses interlocuteurs sous la forme d'un simple *verbatim*, entre guillemets.

Concernant la **rubrique ICPE 1416** sur la distribution d'hydrogène, outre le sujet important des futures stations multi-énergies évoqué dans la section 6.2.2, la mission a noté les questions et remarques suivantes :

- Les Sdis expriment une inquiétude concernant les « micro-stations » à hydrogène et les stations temporaires (pour l'événementiel) qui sont en dessous du seuil – 2 kg d'hydrogène distribué par jour – à partir duquel une déclaration est requise. Ils suggèrent que soit élaboré un référentiel ou un guide pour favoriser la bonne prise en compte des risques liés à l'hydrogène pour ces petites stations.
- « L'AMPG de 2018 limite le débit de distribution à 120 grammes par seconde. Ceci est approprié pour les voitures, dont le réservoir contient 5 kg d'hydrogène, mais il faudra dans les prochaines années accroître ce débit maximal pour le remplissage des réservoirs des poids lourds (qui pourraient contenir jusqu'à 70 kg d'hydrogène). »
- « Il faudrait équiper les stations-service d'une caméra infrarouge pour permettre de visualiser une éventuelle flamme d'hydrogène, non visible à l'œil nu ».
- « Il serait intéressant de mener au sein de la filière des travaux pour décrire une station-type, et ainsi standardiser les dossiers de déclaration et d'autorisation. »

Par ailleurs, les professionnels plaident pour un relèvement substantiel des seuils de la **rubrique**

**ICPE 4715** relative au stockage d'hydrogène, dans un but de simplification administrative. Ils proposent :

- que le seuil d'autorisation soit relevé de 1 t (seuil actuel) à 5 t, comme en Allemagne ;
- que le seuil Seveso bas – défini au niveau européen – soit relevé sensiblement au-dessus de 5 t<sup>121</sup>, le seuil Seveso haut restant inchangé à 50 t ;
- et que le régime de la déclaration s'applique de 100 kg (seuil actuel) à 5 t (seuil modifié) ; alternativement, certains acteurs souhaitent qu'un régime d'autorisation simplifiée (enregistrement) soit instauré entre déclaration et autorisation – par exemple entre 1 t et 5 t.

La mission note que ces modifications des seuils auront pour effet de réduire le nombre des demandes d'autorisation ; à seuils inchangés, la capacité des services de l'Etat à instruire individuellement les dossiers de demandes d'autorisation – dont le nombre est appelé à croître sensiblement – est en effet un sujet de préoccupation. La mission souligne aussi que, en vertu du principe de non régression, la mise en place d'un régime d'enregistrement devra s'appuyer sur un argumentaire technique nouveau solidement étayé.

La mission a aussi noté les remarques suivantes :

- « La réglementation est la même pour un dispositif de stockage temporaire (pour l'événementiel) ou pérenne. »
- « L'arrêté 4715 impose que la station soit équipée d'un robinet d'incendie armé (RIA). Ce n'est pas pertinent pour l'hydrogène, les pompiers eux-mêmes n'utilisent pas le RIA. »

L'attention de la mission a été attirée sur les points suivants pour la **rubrique ICPE 3420** :

- La production d'hydrogène par électrolyse relève de la rubrique ICPE 3420, inspirée par la directive IED<sup>122</sup> sur les émissions industrielles, qui soumet à autorisation la fabrication « en quantité industrielle ». Faute de seuil explicite, les professionnels craignent que les petits électrolyseurs installés dans les stations de distribution n'y soient soumis, et redoutent une situation où chaque Dreal aurait sa propre interprétation de la réglementation. Ils plaignent pour la définition d'un seuil assez élevé, par exemple 6 MW, soit une production d'environ 2,5 t/j en moyenne. Un parangonnage avec les pays voisins est nécessaire pour éviter que les entreprises françaises soient soumises à davantage de contraintes que leurs voisines et concurrentes des autres pays européens<sup>123</sup>.
- Certaines entreprises estiment que les installations de production d'hydrogène par électrolyse ne devraient pas relever de la rubrique ICPE 3420 – ni de la directive IED – car elles n'émettent pas de produits polluants.

Les remarques suivantes concernent le **transport par canalisation**.

- « Les concentrations admises pour le transport par canalisation d'un mélange gaz naturel-hydrogène ne sont pas établies. Le taux de 6 % d'hydrogène fait passer le mélange du statut de « gaz naturel et assimilé » (à moins de 6 %) à celui de « produit chimique » (à plus de 6 %), avec les conséquences réglementaires associées. »
- « Pour le transport par canalisation, l'Allemagne impose des distances de sécurité moins contraignantes que la France. En cas d'élargissement de la bande de sécurité, une nouvelle enquête d'utilité publique s'avère nécessaire, ce qui pèse sur le projet. »

---

<sup>121</sup> C'est une demande des acteurs de l'aéronautique qui craignent qu'avec le développement de l'avion à hydrogène les aéroports ne basculent rapidement dans le classement Seveso du seul fait des quantités stockées sur leur plate-forme.

<sup>122</sup> *Industrial emissions directive*.

<sup>123</sup> D'après certains acteurs, aucune autorisation ne serait demandée en Allemagne sur ce sujet. La mission n'a pas été en mesure de vérifier cette information.

- « Les procédures administratives pour convertir une canalisation au transport d'hydrogène sont lourdes ».

Concernant le **stockage souterrain** :

- Suite à l'ordonnance n°2021-167 du 17 février 2021 il est possible de stocker de l'hydrogène dans un ancien stockage souterrain de gaz naturel sans demander une nouvelle concession. L'industriel peut néanmoins être amené à solliciter une modification du PPRT ou une dérogation.
- « Dans certains sites de stockage de gaz, il existe, au-dessus de la formation géologique exploitée actuellement, des couches de sel qui pourraient être propices à la création de cavités salines pour le stockage d'hydrogène, mais ce n'est pas autorisé par la concession actuelle. Faut-il demander une nouvelle concession pour le stockage d'hydrogène, avec enquête publique et mise en concurrence ? Ou bien une adaptation réglementaire peut-elle permettre le stockage dans des niveaux géologiques non couverts par la concession actuelle ? »

On termine cette section avec des remarques diverses qui ont retenu l'attention de la mission :

- La réglementation demeure imprécise et donc non sécurisante pour les porteurs de projet concernant les trains à hydrogène, l'hydrogène carburant pour le transport maritime, ou des événements ponctuels mettant en scène des véhicules à hydrogène comme les grands prix automobiles. Concernant les trains à hydrogène, à l'opposé, certains acteurs estiment indispensable de ne pas réglementer à court terme : ils considèrent qu'il est préférable d'investir le domaine normatif, estimant que les normes pourront s'adapter à l'évolution des technologies de façon plus agile que la réglementation.
- Inquiets de pouvoir identifier rapidement les situations où un incendie ou un accident concerne un véhicule à hydrogène, les Sdis souhaitent que le système d'identification des véhicules (SIV) indique le type de motorisation de chaque véhicule.
- Les entreprises et les services des Dreal demandent de clarifier les situations où l'hydrogène peut être qualifié comme « renouvelable » :
  - « L'article L.831-2 du code de l'énergie permet d'appliquer la procédure de déclaration d'utilité publique (DUP) pour convertir à l'hydrogène une canalisation existante ou pour construire une canalisation d'hydrogène neuve s'il s'agit « d'hydrogène renouvelable ». S'il s'agit de transporter de l'hydrogène décarboné qui ne serait pas reconnu administrativement comme « renouvelable », la possibilité d'obtenir une DUP n'est pas prévue dans l'état actuel des textes législatifs : le porteur de projet de canalisation qui souhaite traverser un terrain privé doit procéder par accord amiable, aucune procédure ne permet d'imposer des servitudes. »
  - « Pour une installation d'électrolyse alimentée par un barrage hydroélectrique, peut-on dire que la production d'hydrogène est une production d'énergie renouvelable ? »
- « Les procédures d'autorisation de la production d'hydrogène offshore, sur le site d'un parc éolien, sont fastidieuses. »
- « Il existe des référentiels Hydrogène pour les raffineries ou la fabrication d'engrais, mais pas pour les autres usages industriels. »
- « L'hydrogène n'est pas un gaz compliqué à détecter en intérieur, ou en extérieur si la concentration s'approche du seuil d'inflammabilité. Mais un détecteur de gaz demande une bonne installation et un bon suivi pour éviter que son fonctionnement ne se dégrade avec le temps. Des guides pratiques sur le sujet seraient très bienvenus. »
- « Dans certains cas, la concertation préalable serait bien plus légère et plus appropriée que le débat public. »

- « Les dispositions qui régissent le transport de matières dangereuses impose que le camion qui transporte des bouteilles d'hydrogène soit un camion Diesel. Nous souhaiterions pouvoir utiliser un camion à hydrogène<sup>124</sup>. »
- « Des assouplissements aux dispositions réglementaires sur le « retrofit » des véhicules (ie, la transformation d'un véhicule existant en véhicule à hydrogène) seraient bienvenus ; par exemple, il serait utile d'assouplir la disposition qui impose de ne pas modifier la hauteur du véhicule. »
- « La DG Concurrence de la Commission européenne, dans le but d'éviter que se constituent des rentes de situation, impose la renégociation des contrats d'approvisionnement en électricité plus fréquemment que ce qui serait nécessaire pour stabiliser un projet porté par une jeune entreprise qui a besoin de pouvoir rassurer ces financeurs. »

La mission a jugé utile de recueillir et de noter ici ces remarques et suggestions, mais elle estime qu'il ne lui revient pas de se prononcer sur les suites à leur donner. Elle encourage les acteurs de la profession à justifier aussi bien que possible leurs demandes d'évolution de la réglementation, en apportant des éléments techniques précis. Elle recommande aussi aux acteurs de partager le mieux possible les études de danger et les résultats des essais et des travaux de R&D qui peuvent contribuer aux réflexions sur les adaptations de la réglementation.

---

<sup>124</sup> Ce propos entendu par la mission est un peu imprécis. Dans l'état actuel du règlement ADR sur le transport des matières dangereuses, il faut distinguer deux sujets :

- Les grands fûts d'hydrogène de plusieurs mètres de long, transportés par exemple pour approvisionner certaines stations-service, entrent dans la catégorie des « citernes ». Pour les véhicules transportant ces fûts, les carburants tels que le GPL, le GNC et le GNL sont autorisés (conformément aux règlements ONU n°34, 67 et 110) mais ces véhicules-citernes ne peuvent pas utiliser de l'hydrogène gazeux comme source d'énergie.
- Les bouteilles d'hydrogène (de taille plus modeste) entrent dans la catégorie des « colis ». Les véhicules transportant ces bouteilles ne sont pas soumis aux prescriptions qui s'appliquent aux véhicules-citernes. Un tel véhicule peut utiliser l'hydrogène comme source d'énergie.

## Conclusion

Au terme d'un tour d'horizon nécessairement limité compte tenu de l'abondance des initiatives qui caractérisent le sujet en France et dans le monde entier, la mission ne peut que recommander un suivi attentif par les services administratifs des développements des usages de l'hydrogène. Etant donnés d'une part l'effet de « bulle » et de projets foisonnents, pas toujours réalistes – qui rend difficile la réalisation d'un état des lieux précis des réalisations effectives – et d'autre part les très grandes incertitudes qui portent sur des déterminants majeurs pour le développement de la filière Hydrogène, vu enfin la nécessité pour l'Etat de faire dans les prochaines années des choix stratégiques concernant le soutien qu'il apporte à la filière et plus largement le cadre dans lequel s'inscrit son développement, il est indispensable que l'Etat ait régulièrement une vision à jour aussi précise que possible sur les activités et les projets de la filière, et sur les conditions économiques de son développement.

***Recommandation 13 (adressée à la DGE et à la DGEC) : Réaliser tous les deux ou trois ans un état des lieux précis des activités et des projets de la filière, avec une analyse détaillée des aspects économiques et un parangonnage ciblé sur quelques pays, et rendre cet état des lieux public.***

Aujourd'hui, les conditions d'un développement large des usages de l'hydrogène ne sont pas encore vraiment réunies : l'écart est très important entre les annonces enthousiastes et les réalisations effectives ; les projets sont encore expérimentaux et plusieurs années seront nécessaires avant que les technologies et les procédés soient pleinement à maturité ; enfin, les interrogations et les incertitudes sur l'atteinte de l'équilibre économique sont très grandes.

Cependant, on peut estimer que le nécessaire renoncement progressif à l'usage des combustibles fossiles, la probable baisse des coûts de production du fait de l'industrialisation des composants (qui est au cœur de la stratégie française), le développement de la production d'électricité renouvelable et peu chère, les percées technologiques, voire, à terme, la possibilité de transporter de l'hydrogène produit à bon marché dans des zones propices en Europe, tous ces paramètres pourront rebattre les cartes au profit de l'hydrogène.

La prévention et la gestion des risques liés à l'hydrogène sont des sujets cruciaux pour permettre la réussite du développement de ses usages. Les financements incitatifs dont la stratégie nationale et le plan de relance ont posé le cadre devront être exigeants quant à cette dimension de la sécurité, qui conditionne la présence de l'hydrogène à l'avenir dans le mix énergétique. Il est indispensable, dès aujourd'hui, de renforcer vigoureusement la formation des nouveaux acteurs de la filière en matière de sécurité et d'entreprendre les travaux de R&D nécessaires pour progresser dans la compréhension des risques et la mise au point des dispositifs de prévention et de protection. Un chantier considérable est ouvert aussi en matière de réglementation, de standardisation des procédés et des dispositifs, et de normalisation des composants, des équipements et des systèmes. Il faudra trouver les « chemins de crête » qui permettront de faire évoluer les cadres réglementaires de façon appropriée, sans « sur-sécurisation » et en veillant soigneusement à ne pas faire peser sur les acteurs français des contraintes supérieures à celles qui s'exercent dans les pays voisins. Vu la complexité des sujets à traiter, il y a là un véritable défi pour les services de l'administration et pour la profession, défi dont la mission a tenté de préciser les principales perspectives.



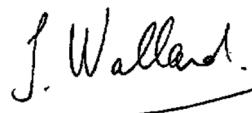
Emmanuel Clause



Bernard Larroutouren



Michel Rostagnat



Isabelle Wallard

# Annexes

# Annexe 1. Lettre de mission



Liberté  
Égalité  
Fraternité

01

Paris, le 19 JAN. 2022

Réf : MTE/2022-01/1727

La ministre

à

Monsieur le Vice-Président du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGE)

Monsieur le Vice-président du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD)

*jeudi 20.01.01*

## Objet : Sécurité du développement de la filière hydrogène

La France vise la neutralité carbone en réduisant de 81 % ses émissions atmosphériques par rapport à 2015. C'est ainsi que le Gouvernement a d'ores et déjà défini, pour les dix prochaines années, sa trajectoire via la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>1</sup>. Parmi les objectifs fixés, figure le développement de la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone pour les usages industriels, énergétiques et pour la mobilité<sup>2</sup>.

Ainsi, à l'occasion de la présentation du plan France Relance en septembre 2020, le Gouvernement a précisé sa stratégie pour la filière hydrogène, avec un montant d'investissement de 7 milliards d'euros d'ici 2030, auxquels se sont ajoutés 1,9 milliards d'euros dans le cadre du plan France 2030, soit environ 9 milliards d'euros de soutien public au total.

La stratégie hydrogène de la France à horizon 2030 comprend notamment :

- la décarbonation de l'hydrogène à usage industriel et le développement d'un marché de masse pour l'électrolyse (6,5 GW en 2030). Cela repose sur l'émergence d'une filière française de l'électrolyse de l'eau utilisant une électricité décarbonée (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, etc.) ;
- le développement de la mobilité lourde à l'hydrogène décarboné ;

<sup>1</sup> Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020.

<sup>2</sup> L'hydrogène est non seulement un levier pour décarboner l'industrie et les transports lourds, mais aussi une priorité en termes de souveraineté énergétique et industrielle de la France : il offre l'opportunité de créer une filière et un écosystème industriels créateurs d'emplois, tout en permettant de réduire la dépendance de la France vis-à-vis des importations d'hydrocarbures.

- la préparation des usages de demain à travers le soutien de la recherche fondamentale, le financement de démonstrateurs de grande envergure et le développement de composants clés ;
- le soutien financier de l'Etat aux « écosystèmes hydrogène » dans les territoires, au travers des crédits alloués à l'ADEME.

Compte-tenu des risques et opportunités que présente le développement de l'utilisation de l'hydrogène, la DGPR a souhaité engager un travail avec la profession, en anticipation, pour assurer la sécurité des installations et des usages, adapter le cadre réglementaire (tant en termes de procédures que de prescriptions) et donner de la lisibilité sur l'évolution de celui-ci pour les investisseurs.

Une première étape a été la publication d'un arrêté ministériel encadrant la distribution d'hydrogène aux véhicules terrestres (rubrique ICPE 1416), en 2018.

Plus récemment, et suite à différents échanges avec la filière, la DGPR a proposé l'établissement d'une « feuille de route » réglementaire partagée avec la filière, visant à disposer d'une vision commune des évolutions réglementaires à envisager pour accompagner et encadrer les développements à venir. Cette feuille de route, signée le 7 octobre 2021, permet d'identifier les sujets qui devront être traités.

Dans ce contexte, je souhaite confier une mission au CGE et au CGEDD pour donner aux acteurs le cadre de sécurité le plus clair et le plus complet possible. Je vous demande tout d'abord de décrire le panorama des projets industriels ou de collectivités (incluant les usages à petite échelle, y compris le cas échéant par les particuliers, par exemple pour la mobilité) prévisionnel à 5 et 10 ans, identifiant les infrastructures qui seront mises en place en matière de production, stockage et transport. Vous identifieriez les difficultés concrètes et les enjeux de sécurité des projets de la filière hydrogène, à la fois pour ses activités soumises à la réglementation ICPE (distribution, production, stockage, y compris souterrain) mais aussi pour ce qui concerne les canalisations de transport / distribution et le volet transport de matières dangereuses (TMD).

Par ailleurs, vous me ferez part de vos propositions sur des évolutions possibles du cadre réglementaire (notamment en matière de procédures applicables) pour les différents acteurs ainsi identifiés, afin de permettre un développement sécurisé de cette filière. Ces réflexions prendront en compte les réflexions européennes récentes sur ce sujet.

A titre d'exemple, la réflexion sur un éventuel régime d'enregistrement pour la rubrique 4715 (présence de substances et mélanges dangereux, nommément désignés : Hydrogène) devrait intégrer, outre la question de savoir si les prescriptions applicables à cette activité sont standardisables, des éléments prospectifs sur le développement des activités concernées afin de pouvoir évaluer le flux de dossiers à traiter par les DREAL.

Le CGE et le CGEDD pourront notamment s'appuyer sur mes services (en particulier la DGPR et la DGEC), l'INERIS, l'ADEME, et pourront faire appel au coordonnateur de la stratégie nationale hydrogène. Il sera bien sûr important que la mission rencontre les principales parties prenantes à ce sujet dont un nombre significatif d'industriels qui ont des projets hydrogène.

Je souhaite disposer de ces éléments dans un délai de six mois.



Barbara POMPILI

## Annexe 2. Liste des personnes rencontrées

### Cabinet ministériel et administrations centrales

#### Cabinet de la ministre de la transition écologique

Alexandre, Léonardi, conseiller Risques, santé-environnement et transition agro-écologique

#### CGE

Luc Rousseau, vice-président

Nathalie Homobono, présidente de la section Sécurité et risques

#### CGDD

Jean-Marc Moulinier, chargé de mission

#### DGAC : Direction du transport aérien, Stac

Frédéric Médioni, directeur

Sandrine Lefèvre, directrice adjointe

Romain Buffry, chef de division

Berioska Marchand, chef de département

Laurent Osty, chef de subdivision

Guillaume Roger, conseiller scientifique et technique

#### DGE

Romain Bonenfant, chef du service de l'industrie

Axel Dion, chef de projet Hydrogène

Olivier Marfaing, service de l'industrie, coordinateur interministériel de la stratégie nationale sur les batteries

#### DGEC

Christophe Kassiotis, directeur de cabinet

Lionel Prévors, chef de projet Hydrogène

Sven Rösner, directeur de l'office franco-allemand pour la transition énergétique

Svenja Mewesen, office franco-allemand pour la transition énergétique, chargée de mission

#### *Service du climat et de l'efficacité énergétique, sous-direction de la sécurité et des émissions des véhicules*

Christine Force, cheffe du bureau de la réglementation technique et homologation des véhicules

Pierre Bazzucchi, adjoint au chef de bureau

Jean-Christophe Chassard, chef du centre national de réception des véhicules

Pierre Bourdette, centre national de réception des véhicules

Sébastien Renard, centre national de réception des véhicules

#### DGTM

##### Cetu

Eric Prémat, directeur adjoint

Antoine Mos, adjoint au chef de pôle Ventilation

Christophe Willmann, expert sécurité

#### DGPR

Cédric Bourillet, directeur général

#### *Service des risques technologiques*

Philippe Merle, chef de service

Delphine Ruel, sous-directrice des risques accidentels

Jean-François Bossuat, chef du Barpi

Christian Veidig, adjoint au chef du Barpi

Gauthier Vaysse, Barpi

Hélène Héron, cheffe du bureau des industries de l'énergie et de la chimie

Christophe Pécoul, chef du bureau de la sécurité des équipements à risques et des réseaux

Pierre Sajot, bureau de la sécurité des équipements à risques et des réseaux  
Ariane Roumier, adjointe au chef de la mission Transport des matières dangereuses

#### DGRI

Frédéric Ravel, directeur scientifique du secteur Energie, développement durable, chimie et procédés  
Xavier Montagne, secteur Energie, développement durable, chimie et procédés

DGSCGC : Direction des sapeurs-pompiers, sous-direction de la doctrine et des ressources humaines  
François Gros, chef du bureau de la doctrine, de la formation et des équipements  
Djamel Ferrand, bureau de la doctrine, de la formation et des équipements, chef de la section doctrine  
David Le Tutour, bureau de la prévention et de la réglementation incendie, chargé de mission

#### IGEDD

Dominique Auverlot, membre de la section Mobilités et transports  
Pierre-Alain Roche, président de la section Mobilités et transports  
Alby Schmitt, membre de la section Milieux, ressources et risques  
Florence Tordjman, présidente de la section Transition énergétique et climat

#### SGPI

Hoang Bui, coordinateur national des stratégies « hydrogène décarboné » et « décarbonation de l'industrie »

#### Autres services de l'Etat

##### Délégation interministérielle aux jeux olympiques et paralympiques

Mathieu Morel, conseiller Environnement

##### Dreal AuRA

Ninon Légé, directrice régionale adjointe  
Emmanuelle Issartel, cheffe de service déléguée Réglementation et contrôle des transports et des véhicules  
Gaétan Josse, chef de service délégué Prévention des risques industriels, climat, air, énergie  
David Pigot, chef de service délégué Connaissance, information, développement durable et autorité environnementale  
Carole Courtois, service Prévention des risques industriels, climat, air, énergie, chargée de mission  
Christophe Bouilloux, service Réglementation et contrôle des transports et des véhicules, chef de pôle

##### Dreal BFC

Renaud Durand, directeur régional adjoint

##### Dreal Centre Val de Loire

Hervé Brûlé, directeur régional

##### Dreal Grand Est

Hervé Vanlaer, directeur régional

##### Dreal Hauts-de-France

Laurent Tapadinhas, directeur régional

##### Dreal Nouvelle-Aquitaine

Alice-Anne Médard, directrice régionale

##### Dreal Paca

Aubert Le Brozec, chef du service Prévention des risques

##### DRIEAT<sup>125</sup> Ile-de-France

Emmanuelle Gay, directrice régionale  
Félix Boilève, chef du service de la prévention des risques  
Arnaud Demay, service Sécurité des transports et des véhicules, chef du département Sécurité des

---

<sup>125</sup> Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports.

transports fluviaux

Sdis 13

Grégory Allione, directeur (et président de la fédération nationale des sapeurs-pompiers)

Guillaume Bellanger

Pierre Bepoix

Emmanuel Clavaud

Yves Corre

Marc Dumas

Gilbert Estève

Frédéric Maggiani

Philippe Serre

Sdis 78

Christophe Lenglos, conseiller en interventions d'urgence sur les véhicules

**Etablissements publics**

Ademe

Fabrice Boissier, directeur général délégué

Luc Bodineau, Direction Entreprises et transitions industrielles, coordinateur du programme Hydrogène

CEA

Philippe Stohr, directeur des énergies

Thierry Priem, direction des énergies, chef de programme Stockage et solutions de flexibilités

*Direction de la recherche technologique, laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (Litén)*

Simon Perraud, directeur adjoint

Laurent Antoni, responsable des affaires publiques

Cyril Bourasseau, chef du laboratoire Essais et systèmes

Laurent Briottet, expert international vecteur Hydrogène

Christine Nazoye, ingénieur-chercheur

Ludovic Rouyon, ingénieur-chercheur

CSTB

Valérie Gourvès, directrice opérationnelle Sécurité, structure, feu

Ménad Chénaf, ingénieur structures

Philippe Leblond, chef de la division expertise et recherche

Grand port fluvio-maritime de Dunkerque

Maurice Georges, président du directoire

Daniel Deschodt, directeur général adjoint

Daniel Lefranc, directeur Aménagement et environnement

Grand port maritime de Bordeaux

Miche Le-Van-Kiem, responsable du département Développement, transitions et innovations

Ifpen

Pierre-Franck Chevet, président directeur général

François Kalaydjian, directeur Economie et veille, coordinateur Hydrogène

Cécile Barrère-Tricca, cheffe de l'établissement de Lyon

Amélie Berger, ingénierie Hygiène-sécurité-environnement

Raphaël Masson, chef de département Hygiène-sécurité-environnement

*Direction de recherche Mobilité et systèmes*

Richard Tilagone, directeur

Stéphane Raux, chef du département Synthèse Technologies Moteurs

Bruno Algourdin, département Synthèse Technologies Moteurs, responsable des moyens

expérimentaux

Bruno Walter, département Synthèse Technologies Moteurs

*Direction de recherche Physico-chimie et mécanique appliquées*

Vivien Esnault, département Mécanique des solides

Jean Kittel, département Electrochimie et matériaux

*Direction de recherche Conception-modélisation-procédés*

Catherine Laroche, département *Process design*

David Arraou

#### Ineris

Raymond Cointe, directeur général

Rémy Bouet, direction Sites et territoires, directeur adjoint Incendie, dispersion, explosion

Bruno Debray, direction Sites et territoires, chargé de mission Nouvelles certifications

Didier Jamois, direction Sites et territoires, plateforme Explosion

Franz Lahaie, chargé de mission Hydrogène

Clément Lenoble, chargé de mission auprès du directeur général

Bernard Piquette, direction Sites et territoires, plateforme Incendie

Aurore Sarriquet, direction Sites et territoires, responsable des programmes d'appui à l'administration sur les nouvelles technologies de production d'énergie

#### RATP

Côme Berbain, directeur de l'innovation

Jodé Hidrio, responsable des installations classées

#### Autres acteurs publics

##### Artois Mobilités

Benoît Descamps, responsable du pôle Communication

##### CRE

Olivier Appert, co-président du groupe de travail n°4 du Comité de prospective

##### Ile-de-France Mobilités

Pierre Ravier, directeur des mobilités de surface

Jérémy Olivier, direction des mobilités de surface, chef du département Transition énergétique et performance d'exploitation

Florent Savy, direction des mobilités de surface, chargé de projet

##### Région Sud PACA

Stéphane Martayan, directeur adjoint Développement économique, innovation et recherche

Stéphane Faudon, chargé de mission Hydrogène

Sabine Giannetti-Clouchoux, chef du service Transition énergétique

Delphine Robart-Maugis, direction des entreprises, service des filières stratégiques, filière Energie

##### Syndicat mixte des transports urbains de Pau

Lucie Kempf, chargée du projet Febus

#### Entreprises

##### ADP : Direction du développement durable et des affaires publiques

Blandine Landfried, responsable de la *task force* Hydrogène

Virginie Pasquier, chargée du risque industriel Hydrogène

##### Air Liquide

Vincent Basset, responsable maîtrise des risques et conformité réglementaire, *Hydrogen Energy*

Laurent Dublanchet, Affaires européennes et internationales

Nicolas Nguyen Van, directeur Affaires réglementaires et maîtrise des risques

Paul-Edouard Niel, directeur des affaires publiques, Air Liquide France Industrie

Cécilia Foutry-Renzi, directrice *Hydrogen Energy*, Air Liquide *South West Europe*

## Airbus

Julien Lambert, *new energies infrastructure manager*

## Alstom France

Jean-Baptiste Eyméoud, président

Kais Albouchi, directeur du projet Regiolis H2

Benoît Carniel, directeur du site de Tarbes

Philippe Cozzarin, expert

Yannick Legay, directeur technico-commercial

Gilles Robert, directeur technique du site de Tarbes

Françoise Rocaboy, *standards officer*

Gauthier Tourbier, *central certification and authorisation métier manager*

## ArcelorMittal

Stéphane Delpeyroux, directeur de l'action publique

Nathalie Fournier, directrice adjointe de l'action publique

Hans Zillig, directeur des achats

## Bouygues

Servan Lacire, directeur Innovation et R&D, Bouygues énergies et services

## Bureau Veritas

Clément Poutriquet, directeur du développement Hydrogène

Georges Jamhouri, direction Energies, transports et industrie, directeur commercial

Hubert Ledoux, directeur du centre technique et décarbonation

## Engie

Valérie Ruiz-Domingo, vice-présidente *Thermal generation, hydrogen and energy supply*

Franck Le Baron, adjoint à la vice-présidente *Thermal generation, hydrogen and energy supply*

Jérémie Foglia

Quentin Nouvelot

## GRDF

Marie-Françoise L'Huby, directrice technique et industrielle

Thomas Müller, directeur Hydrogène

Arnauld Vandycke, direction technique et industrielle, délégué à la transition énergétique

## GRTgaz

Pierre Devieusart, directeur général adjoint

Christophe Bouvier, directeur Sécurité industrielle

Aurélie Carayol, directrice du projet Hydrogène

Laurent Clission, chef du lot technique du projet Hydrogène

Véronique Vaslier, chargée de mission référente Réglementation et procédures administratives

Philippe Madiec, directeur Stratégie et régulation

Mathieu Morin, chargé de mission Régulation

## Haffner Energy

Philippe Haffner, président directeur général

Christian Bastien, directeur commercial et développement des ventes

Marcella Franchi, *Strategy and communication*

## HdF Energy

Damien Havard, président

Sylvain Charrier, directeur des affaires publiques

## Hynamics

Frédéric Dejean, directeur industriel et Hygiène-sécurité-environnement

Arthur Parenty, chargé des affaires publiques

Emilie Ricrot, direction industrielle, responsable HQSE et risques industriels

### Hysetco

Loïc Voisin, président directeur général  
Stéphane Ptak, directeur général de Slota  
Camille-Léa Passerin, directrice du développement

### Hyvia

Mehdi Ferran, directeur général  
Christophe Monereau, directeur Qualité

### Lhyfe

Antoine Hamon, directeur général délégué, directeur des opérations  
Frédéric Gharbi-Mazieux, directeur des affaires publiques  
Jérémy Langon, directeur du développement des sites et de l'achat d'énergies renouvelables  
Marc Rousselet, directeur du développement *offshore*

### McPhy Energy

Olivier Juino, directeur de la stratégie  
Alexandre Serpollier, responsable Risques industriels

### Michelin

Valérie Bouillon-Delporte, *Hydrogen ecosystem director*  
Yves Faurisson, *global head of hydrogen activities*

### Plastic Omnium

Jean-Marc Celsa, *business and program director, heavy duty and commercial vehicles Europe*

### Renault Trucks

Jean-Marc Lange, directeur des affaires publiques  
Marc Lejeune, *Business intelligence director*

### RTE

Thomas Veyrenc, directeur exécutif Prospective, stratégie et évaluation  
Olivier Houvenagel, directeur adjoint du système électrique  
Cédric Léonard, chargé d'études économiques

### Safra

Vincent Lemaire, président directeur général

### Sakura Consulting

André Asse, président  
Leiko Sakurai-Asse, directrice

### Sasu-Conseil et expertises en énergies alternatives

Serge Delaunay, colonel des pompiers en retraite, ancien chef d'état-major du Sdis 44

### Step

Mathieu Gardies, président directeur général  
Adrien Zanoto, directeur des infrastructures  
Sébastien Louvet

### Storengy

Camille Bonenfant-Jeanneney, directrice générale  
Hélène Giouse, directrice industrielle et Hygiène-santé-environnement  
Anne Leprince, experte Sécurité industrielle  
Alexia Tiercelin, *Permitting manager*

### Teréga

Dominique Mockly, président directeur général  
Paul de Braquilanges, direction de la prospective et des relations institutionnelles  
Laetitia Mahenc, responsable du développement Hydrogène

## TotalEnergies

Pierre-Louis Pernet, *regulatory and advocacy manager*

Valérie de Dianous

Antoine Dutertre

Julien Gueit

Jean-Baptiste Martin

Cédric Roux

## Vinci Autoroutes

Valérie Dupont, responsable du département Exploitation, sécurité, trafic et tunnels

## Autres

### Comité technique international du feu

Michel Gentilleau, président de la section Nouveaux véhicules

### CNH

Christophe Aufrère, délégué

Laurent Dublanchet, délégué

### CSF Nouveaux systèmes énergétiques

Aurélie Picart, déléguée générale

### Equilibre des énergies (Eden)

Jean-Pierre Hauet, président du comité scientifique, économique, environnemental et sociétal

Olivier Lagrange, responsable des affaires législatives et réglementaires

### France Hydrogène

Philippe Boucly, président

Christelle Werquin, déléguée générale

Rémi Courbun, chargé de mission

### PFA

Nicolas Le Bigot, directeur des affaires environnementales, techniques et réglementaires

Jean-Luc Brossard, directeur R&D et directeur pour les véhicules à faible empreinte environnementale

Bernard Jacob, ancien vice-président Recherche de l'Université Gustave Eiffel

## Annexe 3. Recensement non exhaustif des projets

Les tableaux ci-dessous présentent, sous forme lapidaire, les projets et les objectifs des acteurs dont la mission a eu connaissance à la faveur de ses entretiens, ainsi que leurs réalisations. Ils n'ont nullement prétention à l'exhaustivité mais ils font apparaître l'état de maturité des usages et les perspectives et ambitions, souvent autrement plus vastes, des acteurs.

Les projets sont regroupés selon une grille à double entrée :

- leur place dans la chaîne industrielle : production, transport, stockage, distribution, mobilité ;
- leur maturité industrielle : R&D, démonstration, exploitation.

### Production

R&D		Production			
Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances
CEA	électrolyse haute température	captage d'hydrogène naturel		Grenoble (38)	
Engie				Brésil, São Francisco	
Ifpen	hydrogène « bleu » avec capture et stockage de carbone			Solaiaze (69)	
CEA	systèmes couplés SMR			Grenoble (38)	
CEA	gestion du stockage embarqué et hybridation batterie / hydrogène			Grenoble (38)	

## Démonstration

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Atawey	Mobhyd	station mobile de secours groupe électrogène à hydrogène 100 kW pour manifestations		France (69)	2022	Ademe 2021
Delta service location	Genhyus	assemblage de membrane électrode		(94)	2025	Ademe 2021
Gen-Hy	Ame-Lyse	production d'hydrogène par thermolyse de biomasse		Montmarault (03) Strasbourg (67)	2023	Ademe 2021
Haffner Energy	R-Hynoca	production d'hydrogène en mer appuyée sur des éoliennes		Le Croisic (44)	2022 : 400 kg/j	Ademe 2021
Lhyfe		production d'électricité photovoltaïque pour sites isolés		(37)	2020	Ademe 2021
Powidian	Ipme stock	pile à combustible pour groupes frigos des camions	Stef	Rodez (12)	2023	Ademe 2021
Robert Bosch	FresH2	production d'hydrogène et de méthane couplée à une unité de méthanisation		(37)	2023	Ademe 2021
Storengy	Méthycentre	power-to-gas		(89)	2025	Ademe 2021
Storengy	Hycarnais					

## Exploitation

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Air Liquide	Normand'Hy	électrolyseur production d'hydrogène		Le Havre (76)	2025: début de la production, 200 MW	Pjiec
Air Liquide		train bi-mode électrique / hydrogène	ArcelorMittal	Dunkerque (59)	400 MW pour fournir ArcelorMittal	Pjiec
Alstom	Coradia		Saft, Plastic Omnium	Tarbes (65) et autres	août 2022 : mise en service des premières rames iLint en Allemagne août 2026 : mise en circulation	Pjiec
ArcelorMittal		sidérurgie décarbonnée	Air Liquide, Engie	Dunkerque (59)	2025: production 2 Mt/an acier	Pjiec
Arkema		conception de polymères thermoplastiques et al.		Genay (69), Serquigny (27), Lacq (64), Pierre-Bénite (69)	2025: lancement de la production	Pjiec
Port maritime de Bordeaux		électrolyseur	John Cockerill, Hdf Energy	Bordeaux (33)	2030: 1 GW	
CEA	Hynovi	électrolyseur pour production de méthanol		France	2025+ : 330 MW	
Elogen		fabrication d'électrolyseurs			2030 : 1,1 GW	Pjiec
Engie		électrolyseur pour décarbonation de la raffinerie	TotalEnergies	France	4 GW	
Engie	Masshylia	électrolyseur pour décarbonation de la raffinerie		La Mède (13)	2025: début de la production	Pjiec
Faurecia		fabrication de réservoirs		Allenjoie (25)	mise en service en 2023, 190 000 u/an en 2030	Pjiec
Genvia		fabrication d'électrolyseurs haute température	CEA, Schlumberger	Béziers (34)	2030: 1 GW/an	Pjiec
H2 Energy		électrolyseur	fournisseur: Ramboll	Danemark, Esbjerg	1 GW	

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Hdf Energy	CEOg	parc photovoltaïque, production et stockage d'hydrogène, centrale électrique non intermittente	EDF	Guyane (973)	2024: 50 000 personnes desservies	Ademe 2021
Hynamics	Hynovi	production et utilisation d'hydrogène	Vicat	France, Allemagne (38)	2030: 3 GW	Fliec
Hyvia		capture de CO <sub>2</sub> fatal de cimenterie par hydrogène	Renault, Plugpower	Flins (78)	2025: 330 MW électrolyse	Fliec
John Cockerill		chaîne complète: piles à combustible, stations de distribution, voitures hybrides électrique -hydrogène, R&D			2022: premières lignes de production	Fliec
Lhyfe		électrolyseur alcalin		Aspach (68)	2023 : mise en service	Fliec
McPhy		production	RATP Dev	Bouin (85)	2030 : 1 GW/an engagé 1t/j	
Plastic Omnium		électrolyseur		Belfort-Montbéliard (90), Grenoble (38)	2024: 100 t/j au Danemark	Fliec
Safra		réservoir		Compiègne (60)	2024: mise en service, 200 MW, 2 MW/unité	
Symbio		électrolyseur		Port-la-Nouvelle (11)	2029: 1 GW/an, 8 MW/u	Fliec
TotalEnergies	Masshylia	électrolyseur	Engie	Saint-Fons (69)	2024: début de la production	
		production		La Mède (13)	2025 : 120 MW	
			Grand Est		> 64 000 t/an	

Transport  
R&D

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
CEA	LOHC	transport d'hydrogène lié chimiquement		France		
Ifpen		fragilisation des matériaux, corrosion	GRTGaz, Storengy, Terega, Airbus, ArcelorMittal, Vallourec	Solaize (69)		
Ifpen	LOHC	transport d'hydrogène lié chimiquement	Shiroyoda (Japon), Hydrogenious (Allemagne)	Solaize (69)		

Démonstration

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
GRTGaz	Jupiter 1000	injection d'hydrogène et de méthane dans le réseau de transport de gaz naturel, puissance électrolyseurs 1 MW, méthanation catalytique		Fos-sur-Mer (13)	2023	Ademe 2021
Chiyoda Corp.	LOHC	transport d'hydrogène lié chimiquement		Brunei	opérationnel en 2020	
Hydrogenious	LOHC	transport d'hydrogène lié chimiquement		Allemagne		

Exploitation					
Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances
Air Liquide		hydrogénoduc		Hauts-de-France (59)	152 km
GRTGaz	MosaHyC	hydrogénoduc	Creos	(57), Allemagne	
Teréga		hydrogénoduc		Nouvelle-Aquitaine (33)	2040: 1 000 km de canalisations converties
GRTgaz	Rhyne	hydrogénoduc		France, Allemagne	

### Stockage

#### R&D

R&D					
Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances
CEA		comportement des horizons géologiques accueillant des stockages souterrains		France	
CEA		réservoir haute pression		France	
CEA		risque de fuite, incendie, explosion	Ineris	Grenoble (38)	
Ifpen		hydrogène en sous-sol		Solaize (69)	
Ifpen		stockage chimique		Solaize (69)	

## Démonstration

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Ecobio	EcobioH2	stockage d'électricité et hydrogène		(84)	2024	Ademe 2021
Faurecia	Historhy	stockage haute pression		(25)	2024	Ademe 2021
Flodim	Hy-wise	gestion des cavités souterraines de stockage		(04)	2024	Ademe 2021
Storengy	Hypster	stockage en cavité saline	Ineris	Etrez (01)	2023 : 3 t, 400 kg/j 6 000 t	
Storengy	HyGreen	stockage en cavité saline		Manosque (04)	3 000 t, électrolyseur 350 MW	
Terega	Hygeo	stockage en cavité saline	Hdf Energy	Carresse-Cassabé (64)	2027	

## Exploitation

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Storengy		stockage		France	engagé 270 GWh 1 TWh	
		stockage		Nouvelle-Aquitaine	13,860 t autorisé	
		stockage		Centre	8,952 t autorisé	
		stockage		Bourgogne-Franche Comté	>10,689 t stockage, >9,45 MW production	

## Distribution

### R&D

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
GRDF		réseau 100 % hydrogène		France	5 TWh/an en 2040 14 TWh/an distribués en 2050 potentiel national 100 TWh/an	
Ineris		incendie et explosion d'hydrogène		Verneuil-en-Halatte (60)		

## Démonstration

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Chiyoda		navire de transport cryogénique d'hydrogène		Japon	2022	
Lhyfe		train	Deutsche Bahn	Allemagne / Tübingen	190 kg/j	

## Exploitation

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
ADP	station-service pour véhicules au sol	Air Liquide, Hysetco	Île-de-France	depuis 2017 à terme 1 à 2 t/j pour assistance en escale		
ADP	hydrogène pour avions	Airbus	Île-de-France	2050 : aviation commerciale, 800 t/j à CDG, 400 t/j à Orly		
Air Liquide	station-service		Île-de-France	2025 : 7 kt/an, 32 stations		
Artois mobilité	station-service	Engie	Houdain (62)			
GRTGaz	gazoduc dédié hydrogène		France	2030 : 700 km		
Hympulsion	station-service	Michelin, Engie	AURA	20 stations dans le cadre de la <i>Zero emission Valley</i>		
Hynamics	station à hydrogène pour bus (et train)		Auxerre (89)	engagé : électrolyse 1 MW, stockage 550 kg	Ecosystèmes de mobilité	
Lhyfe	chariots élévateurs	Lidl	France	2025 : électrolyse 5 MW, stockage 5 t, distribution au train		
RATP		Île-de-France mobilités	Bagneux (92)	2024 : 5 bus		
	stations-service		Centre	2030 : 30 bus		
	production d'hydrogène pour usages locaux	Dunkerque Port	Dunkerque (59)	1 station en service		
Air Liquide	station-service		30 stations en 2030, 64 en 2050			
Hysetco	station-service		Pont de l'Alma, Paris (75)	2028: 350 000 t		
TotalEnergies	stations-service		Porte de Saint-Cloud, Paris (75)	ouverture début 2023		
			France, Allemagne, Benelux	2030: 150 stations		

## Mobilité

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Airbus consortium d'armateurs	avion hydrogène	ferry à hydrogène vert		Danemark	2035 : premiers vols	
Ecole nationale supérieure des mines de Paris	H2Mines	recherche sur les risques liés à l'hydrogène dans les centrales nucléaires et dans les véhicules	EDF	Paris (75)		
HyTunnel-CS		projet européen de recherche sur la sécurité Hydrogène dans les tunnels		Europe		
Ifpen		optimisation du rendement du moteur à combustion hydrogène		Solaize (69)		
		test d'autonomie d'une voiture à hydrogène : 2 000 km avec un seul plein		Albi (81)		

## Démonstration

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Chantiers de l'Atlantique	Pacboat	pile à combustible sur paquebot	MSC Croisières (44)	Saint-Nazaire	2024	Ademe 2021
Daimler		camion à hydrogène liquide	Air Liquide, Linde	Allemagne	2023 : prototype 2026 : production en série	Ademe 2021
Gaussian	LogisticH2	véhicule hydrogène pour centres logistiques		(70)	2021	Ademe 2021
GreenGT	Cathyope	camion électrique-hydrogène	Carrefour, Transports Chabas	(83)	2023	Ademe 2021
Hyundai		camion		Suisse et Allemagne		
Ile-de-France Mobilités		bus	Air Liquide, Safras, Van Hool	Versailles (78)	2022 : 7 bus sur 2 lignes	
Région AuRA	Expérimentation train à l'hydrogène	train bi-mode électrique / hydrogène 14 rames sur les 4 régions	SNCF, Alstom	AuRA	2028	Ademe 2021
Région BFC	Tranbhyd	train bi-mode électrique / hydrogène 14 rames sur les 4 régions	SNCF, Alstom	BFC	2028	Ademe 2021
Région Grand-Est	Thy-Ge	train bi-mode électrique / hydrogène 14 rames sur les 4 régions	SNCF, Alstom	Grand-Est	2027	Ademe 2021
Région Occitanie	H2-Lio	train bi-mode électrique / hydrogène 14 rames sur les 4 régions	SNCF, Alstom	Occitanie	2028	Ademe 2021
Safras	SafraH2	autobus et autocars à hydrogène	Symbio, Plastic Omnium, AOM	Albi (81)	2025: 300 bus	Ademe 2021
Toyota	Energy observer	bateau à hydrogène		(75)	2024: aux JO	
		test d'autonomie d'une voiture à hydrogène : 2 000 km avec un seul plein		Albi (81)		

## Exploitation

Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Air Liquide	hydrogène pour trains			France	Prévision 2030 : 250 trains	
Artois mobilité	bus	Safra		Houdain (62)		
Atawey	stations-service	Collectivités			24 stations	
Collectivités	bus			France	2022 : 35 bus environ dans 7 villes	
Engie	stations-service			France	2030: 500 bus dans 30 villes	
Hdf Energy	barge d'alimentation des navires à quai	Fincantieri, Chantiers de l'Atlantique		France	2030 : 100 stations	
Step	taxis à hydrogène	McPhy		Bordeaux (33)	2025; première barge	
Hysetco	stations-service	Air Liquide, Total		Île-de-France	fin 2022 : 300 taxis	
Pau Agglomération	Febus	Van Hool, Engie	Pau (64)	Île-de-France	2024: 10 000 pour les JO	
	bus			Pau	octobre 2022 : 12 t/mois	
					2019: 8 bus / 2023: + 8 bus	

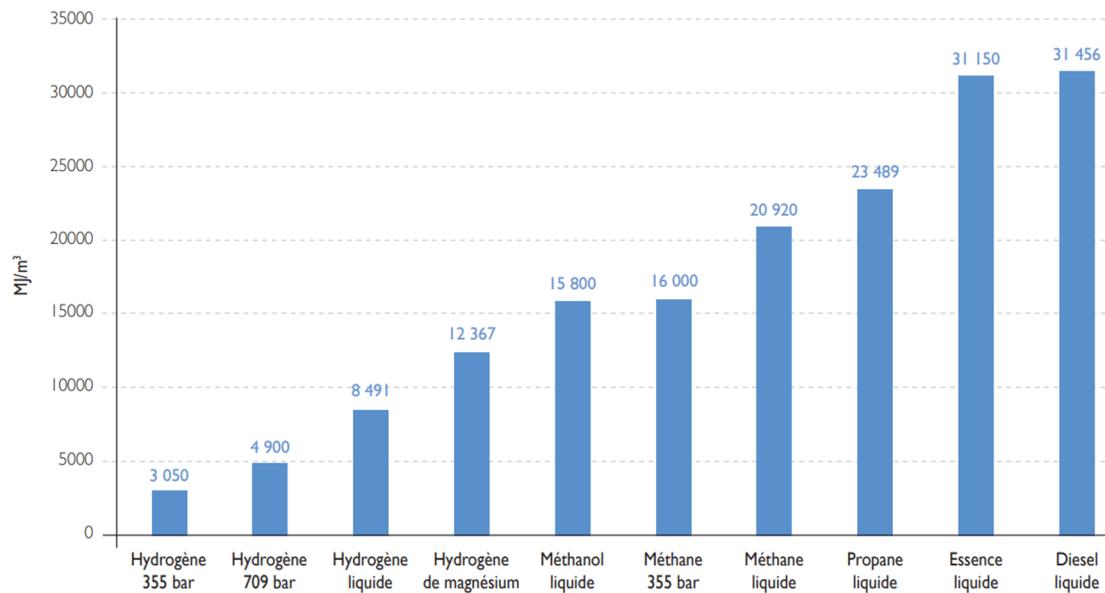
Porteur	Projet	Description	Partenaires	Lieu	Echéances	Soutien public
Pragma	vélo à hydrogène		France	Créteil	depuis 2017: 5 villes clientes	
RATP			Île-de-France Mobilités	Créteil (94)	Fin 2023: 17 bus	
Toulouse aéroport	hydrogène pour avions			Blagnac (31)	2030: quelques % de bus à hydrogène	
Toyota	Mirai	voiture		monde	pas encore ouverte	
Transdev		autocar	Département Eure	Evreux (27)	2022 : environ 30 000 ventes par an	
					2022: 1 car	
		voiture à hydrogène		Corée	2022 : 20 000 en circulation	
		navire à hydrogène			2040: 3 millions	
				Corée	2026 : navire ammoniac	
					2030: lancement d'un navire à hydrogène	

## Annexe 4. Principaux ordres de grandeur

Cette annexe donner des ordres de grandeur utiles à la compréhension des enjeux technologiques et économiques de la filière Hydrogène.

Le tableau et la figure ci-dessous concernent les caractéristiques physiques de l'hydrogène, et donne des éléments de comparaison avec d'autres sources d'énergie.

Corps	Grandeur	Valeur	Unité
hydrogène	pouvoir calorifique inférieur (PCI)	33,314	kWh/kg
	point de condensation	-252,870	°C
	masse volumique gaz	0,090	kg/m <sup>3</sup>
	masse volumique comprimé 700 bars	42	kg/m <sup>3</sup>
	masse volumique liquide	70,973	kg/m <sup>3</sup>
	densité énergétique liquide	2358,611	kWh/m <sup>3</sup>
	densité énergétique comprimé 700 bars	1361,111	kWh/m <sup>3</sup>
	masse volumique réservoirs compris	950,000	kg/m <sup>3</sup>
	rendement de la pile à combustible	0,500	
	énergie utile / poids du réservoir, à 700 bars	0,716	kWh/kg
kérosène	PCI	11,975	kWh/kg
	masse volumique	800,000	kg/m <sup>3</sup>
	densité énergétique	9580,144	kWh/m <sup>3</sup>
	densité énergétique / hydrogène liquide	4,062	
	densité énergétique / hydrogène 700 bars	7,038	
essence E10	PCI	10,972	kWh/kg
	masse volumique	754,000	kg/m <sup>3</sup>
	densité énergétique	8273,056	kWh/m <sup>3</sup>
	densité énergétique / hydrogène liquide	3,508	
	densité énergétique / hydrogène 700 bars	6,078	
	énergie utile / poids du réservoir	2,798	kWh/kg
batterie lithium-ion	énergie / masse	0,265	kWh/kg
	masse volumique	2339,623	kg/m <sup>3</sup>
	densité énergétique	620,000	kWh/m <sup>3</sup>
	densité énergétique / hydrogène liquide	0,263	
	densité énergétique / hydrogène 700 bars	0,456	
	énergie utile / poids du réservoir	0,193	kWh/kg
batterie Zoé	énergie / masse	0,160	kWh/kg
	densité énergétique	325,000	kWh/m <sup>3</sup>
	densité énergétique / hydrogène liquide	0,138	
	densité énergétique / hydrogène 700 bar	0,239	



**Figure 10 : Densité volumique d'énergie de différents carburants<sup>126</sup>.**

Vu que la densité massique de l'hydrogène est environ triple de celle du kérosène, on note qu'une voiture consomme et paie (environ), selon sa source d'énergie motrice :

- 6 l aux 100 km, soit 12 €/100 km, avec de l'essence ou du diesel ;
- 1 kg d'hydrogène aux 100 km, soit 10 à 15 €/100 km<sup>127</sup> ;
- 20 kWh/100 km dans le cas d'une alimentation par batterie, à 0,15 à 0,20 €/kWh (prix moyens avant la crise de 2022), soit 3 à 4 €/100 km.

La batterie ressort grande gagnante de cette comparaison, et l'hydrogène fait presque jeu égal avec les sources fossiles. – compte tenu de l'absence de taxation dont il bénéficie. Et il convient de rester très attentif aux fluctuations imprévisibles et de grande ampleur des cours des énergies.

On donne enfin des ordres de grandeur concernant le mix énergétique de la France et de l'Europe. La consommation d'énergie de la France par source s'établit ainsi<sup>128</sup> :

Source	TWh/an	% du mix	Puissance moyenne (GW)
Charbon	13	0,8	1,5
Produits pétroliers raffinés	610	37,5	69,6
Gaz (PCI)	341	20,9	38,9
Energies renouvelables thermiques et déchets	180	11,1	20,5
Électricité	439	27,0	50,1
Chaleur vendue	44	2,7	5,0
Total	1628	100 %	185,8

A l'échelle de l'Union européenne, on peut estimer aux alentours de 1 000 GW la puissance moyenne appelée, toutes sources confondues. La consommation électrique en pointe est de 526 GW. Dans ces conditions, les objectifs assignés à l'hydrogène en vertu de la stratégie

<sup>126</sup> Source : Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène, Ademe, juin 2015.

<sup>127</sup> Selon certains interlocuteurs de la mission, le prix à la pompe serait monté aux alentours de 18 €/kg dans certaines stations à l'automne 2022 du fait de la hausse du prix de l'électricité.

<sup>128</sup> Source : PPE, avril 2020. Valeurs 2018.

européenne, soit une capacité d'électrolyse installée de 40 GW en 2030 et 500 GW en 2050, sans compter l'hydrogène importé, s'avèrent particulièrement ambitieux, comme l'a souligné l'économiste Michael Liebreich (cf. *supra*).

On peut signaler à ce propos que, selon l'IEA<sup>129</sup>, les capacités d'exportation mondiales d'hydrogène atteindraient 12 Mt/an en 2030, à comparer à l'objectif de la Commission d'une production de 10 Mt/an en Europe doublée d'une quantité identique d'importation à ce même horizon.

---

<sup>129</sup> *Global hydrogen outlook 2022*, IEA, novembre 2022, p. 165.

## Annexe 5. Les taxis parisiens à hydrogène

La mission a rencontré les deux entreprises qui portent le développement des taxis parisiens à hydrogène :

- La société Hysetco a racheté les deux stations-service à hydrogène (gazeux) d'Orly et Roissy-CDG (créées à partir de 2017 par Air Liquide) et l'entreprise Slota spécialisée dans la prestation de services pour les taxis (formation, location gérance, contrôle de la qualité de la métrologie). Hysetco possède et gère aujourd'hui trois stations-service en région parisienne à Orly, Roissy-CDG et Porte de la Chapelle et ouvrira début 2023 une quatrième station à la Porte de Saint-Cloud. Cette activité connaît une croissance marquée, avec plus de 12 tonnes d'hydrogène distribué en octobre 2022 alors que le « record » était inférieur à 7 t/mois en mai 2022.
- La société Step (Société du taxi électrique parisien, dont l'activité a été lancée en 2015 au moment de la COP21) est actionnaire et cliente d'Hysetco, et propriétaire des quelques 300 taxis à hydrogène qui circulent aujourd'hui dans Paris et en petite couronne sous la marque Hype. Ces taxis, dont les conducteurs sont des salariés de Step, sont principalement des voitures « Toyota Mirai » ; la flotte inclut aussi un petit nombre de VUL (principalement à batterie) construits par Stellantis. Step porte le projet très ambitieux de développer d'ici à 2024 en région parisienne un réseau de 25 stations-service à hydrogène supplémentaires, et de porter à 10 000 en 2024, à l'occasion des Jeux olympiques de Paris, le nombre des taxis ou VTC (véhicules de tourisme avec chauffeur) parisiens à hydrogène.

Selon ces sociétés, l'origine du développement des taxis à hydrogène est liée aux choix affirmés de plusieurs grandes métropoles européennes qui ont annoncé l'interdiction du Diesel à un horizon rapproché (dès 2024 à Paris), avec la perspective ultérieure d'une interdiction des véhicules à essence. Comme pour d'autres services de mobilité évoqués au chapitre 3, le choix de l'hydrogène est ciblé ici sur des situations d'usage intensif où il est porteur de « valeurs d'usage » qui peuvent lui donner un avantage comparatif par rapport à la batterie, en termes d'autonomie<sup>130</sup> et de rapidité de la recharge.

Ces deux sociétés se placent clairement dans une approche très volontariste – appuyée sur la conviction qu'il est important de « passer à l'échelle » aussi rapidement que possible, notamment pour favoriser l'atteinte de la rentabilité – comme l'atteste le fait que, de façon très singulière, Step se positionne pour les prochaines années à la fois comme opérateur de taxis et comme producteur et distributeur d'hydrogène. Step ambitionne aussi de répliquer son activité dans d'autres métropoles européennes d'ici à 2024.

Step a mobilisé des soutiens financiers importants pour mettre en œuvre son plan de développement très ambitieux à l'horizon 2024 : elle a levé plus de 120 M€ auprès d'investisseurs privés, et elle bénéficie aussi d'un soutien de 14,7 M€ de la Commission européenne pour la mise en place de son réseau de stations à hydrogène (voir la section 3.2.2). Elle estime que son objectif 2024 concernant le nombre de taxis ou de VTC à hydrogène est atteignable au regard du taux important de renouvellement de ces véhicules : environ la moitié des taxis et VTC parisiens seront renouvelés dans les deux prochaines années<sup>131</sup>, avec potentiellement une part très substantielle de voitures « zéro émission ». La société est cependant consciente que, à cet horizon, le principal facteur limitant sera certainement lié à la disponibilité des véhicules, compte tenu des perspectives du marché des voitures – voire des VUL – à hydrogène (voir la section 3.2.3). Même si on peut douter que ces objectifs très ambitieux seront intégralement atteints, il y a donc là une dynamique importante, qui mérite une attention particulière.

---

<sup>130</sup> Un taxi parisien parcourt en moyenne 250 à 300 km par jour, ce qui est à la limite des performances des véhicules à batteries actuels.

<sup>131</sup> On compte environ 20 000 taxis parisiens, auxquels s'ajoutent environ 30 000 VTC. Selon Hysetco et Step, le taux de renouvellement annuel de ces véhicules est proche de 25 %.

## Annexe 6. La feuille de route cosignée par la DGPR et France Hydrogène



### Accompagnement du développement de la filière hydrogène – stratégie réglementaire en matière de prévention des risques

La France met en place une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone, avec un financement de l'Etat à hauteur de 7,2 milliards d'euros.

De nouveaux projets sont en cours de développement, aussi bien dans le domaine du transport que dans l'industrie. Le développement de la filière hydrogène devrait s'accélérer à court terme. Face à cette montée en puissance, il est apparu nécessaire de mener une réflexion entre le Ministère de la Transition Ecologique et la filière sur les évolutions nécessaires du cadre réglementaire pour accompagner le déploiement en sécurité de l'hydrogène.

Différentes réglementations peuvent concerner les projets hydrogène dans le domaine de compétences de la DGPR :

1. Production, stockage, distribution d'hydrogène au titre de la réglementation ICPE
2. Transport d'hydrogène au titre de la réglementation relative au transport de matières dangereuses
3. Transport d'hydrogène par canalisation

Cette note a été élaborée sur la base des échanges réguliers entre la DGPR et France Hydrogène, permettant de disposer d'une vision commune sur les projets en cours d'étude et développement au niveau national et partager les niveaux de priorité associés aux différents sujets identifiés.

#### 1. Production, stockage, distribution d'hydrogène au titre de la réglementation ICPE

Plusieurs rubriques ICPE peuvent s'appliquer aux projets utilisant de l'hydrogène en fonction de leurs caractéristiques et de l'état gazeux ou liquide de l'hydrogène.

Le classement des projets au titre des rubriques ICPE est valable que les projets soient temporaires (hors projets soumis à la réglementation TMD, voir point 2.) ou pérennes.

Les projets temporaires peuvent être de type « démonstrateurs de véhicule hydrogène » ou de type « énergie temporaire » et peuvent être soumis aux AMPG 4715 et 1416. La durée de ces projets peut être très variable, de quelques heures à plusieurs mois. Le caractère temporaire de ce type d'installation peut nécessiter des dérogations vis-à-vis des prescriptions sur les infrastructures.

### **1.1. Distribution d'hydrogène gazeux : rubrique ICPE 1416 sous régime de la déclaration avec contrôle (DC) à partir de 2kg / jour.**

L'intitulé de la rubrique est le suivant : « *Stations-service : installation, ouverte ou non au public, où l'hydrogène gazeux est transféré dans les réservoirs de véhicules, la quantité journalière d'hydrogène distribuée étant supérieure ou égale à 2 kg/jour.* »

Il existe à ce jour un arrêté ministériel de prescriptions générales associé à cette rubrique pour les **véhicules terrestres** (arrêté du 22 octobre 2018). Les travaux sur cet arrêté ont été identifiés comme prioritaires à plusieurs titres :

- Nécessité de rendre certaines prescriptions adaptables, notamment pour les projets de stations de distribution temporaires (projets d'ores et déjà en phase d'essais - *envoi prochain d'une étude par France Hydrogène*). La filière souhaiterait également intégrer les installations temporaires dans les textes au travers d'articles dédiés permettant de s'affranchir de certaines dérogations. Des propositions seront formulées par la filière au 4<sup>ème</sup> trimestre 2021.
- Plusieurs demandes d'évolutions ont été formulées par la filière pour tenir compte du retour d'expérience sur la mobilité routière et de l'évolution des technologies. Des éléments complémentaires seront transmis par la filière au 4<sup>ème</sup> trimestre 2021. Par ailleurs, la filière a transmis au premier trimestre une étude de risques concernant le rapprochement des distributrices de carburant dans les stations multi-énergies : cette dernière en cours d'instruction ;
- Nécessité d'anticiper le déploiement de la mobilité lourde (bus, camions) en termes de besoin d'augmentation des débits de distribution et des pressions de gaz source. Des éléments seront transmis par la filière à ce sujet 4<sup>ème</sup> trimestre-2021.
- Nécessité d'adapter l'arrêté pour la mobilité ferroviaire. Le calendrier prévisionnel est le suivant : des tests sont prévus entre 2021 et 2023 avec une circulation commerciale dans les 4 régions prévue en 2025. Il n'est a priori pas prévu la remise d'une étude de danger générique. Sur la base des retours de la filière, des prescriptions ciblées pourront être rendues adaptables et une instruction sera réalisée localement sur la base des études de dangers remises par les pétitionnaires (qui seront soumis à autorisation du fait de l'activité de stockage qui sera exercée conjointement à celle de distribution) ;
- Nécessité d'adapter l'arrêté pour la mobilité maritime et fluviale (au moins un projet pilote d'ores et déjà déployé, sinon projets à plus moyen terme). Dans l'attente de la prise en compte de ce type de projets dans l'AMPG, ces derniers devront être encadrés par arrêtés de prescriptions spéciales L 512-12.

En conclusion, pour l'AMPG 1416, il est proposé une démarche en deux temps :

- 1) Révision de l'AMPG pour les véhicules terrestres, sur la base des éléments complémentaires à venir de France Hydrogène et de l'identification des prescriptions à rendre adaptables pour la mobilité ferroviaire. Sous réserve de la fourniture des éléments techniques par la filière à la DGPR dans les délais annoncés, la DGPR estime qu'elle pourrait proposer une première version d'AMPG modifié à l'été 2022.
- 2) Dans un second temps, révision de l'AMPG pour élargir son champ d'application à la mobilité fluviale/maritime. Des éléments techniques relatifs aux configurations envisagées, les analyses

de risques associées et les besoins d'adaptation identifiés doivent encore être communiqués par la filière. Compte-tenu du niveau de maturité moindre de ces projets, ces éléments pourraient être transmis par la filière en 2022.

#### **1.2. Distribution d'hydrogène liquide : rubrique ICPE 1414 sous régime de déclaration avec contrôle pour le remplissage de réservoirs alimentant des moteurs.**

L'intitulé de la rubrique est le suivant : « *3. Installations de remplissage de réservoirs alimentant des moteurs ou autres appareils d'utilisation comportant des organes de sécurité (jauges et soupapes)* »

Il existe un arrêté ministériel associé à cette rubrique 1414.3 du 30 août 2010. La filière n'a pas identifié de besoin d'évolution sur cet arrêté à ce stade.

#### **1.3. Fabrication d'hydrogène : rubrique ICPE 3420 sous régime d'autorisation.**

L'intitulé de la rubrique est le suivant : « *Fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques, tels que :* »

*a) Gaz, tels qu'ammoniac, chlore ou chlorure d'hydrogène, fluor ou fluorure d'hydrogène, oxydes de carbone, composés sulfuriques, oxydes d'azote, hydrogène, dioxyde de soufre, chlorure de carbonyle* »

Les activités de production d'hydrogène par électrolyse peuvent être classées dans la rubrique IED 3420 dès lors qu'il s'agit d'une fabrication en quantité industrielle. Une note d'interprétation précise cette notion.

Les travaux en cours au niveau européen sur la mise à jour de la directive IED pourraient conduire à une évolution sur ce point mais il est encore trop tôt pour savoir ce qui en sortira. La France a fait part de son souhait, dans le cadre des travaux sur cette révision, que certains procédés ou activités qui ne présentent pas d'enjeux majeurs pour l'environnement (soit en tant que tels, soit en-deçà de certains seuils) soient exclus du champ d'application de la directive IED, comme la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, ou que des seuils soient fixés.

Dans l'attente de la révision de la directive IED, la DGPR propose de mettre à jour la note d'interprétation relative à la notion de quantité industrielle afin de préciser un seuil au-delà duquel les projets seraient systématiquement soumis à la directive IED. Le seuil envisagé, extrapolé de la rubrique 2910, serait de 6 MW<sub>e</sub>, sous réserve d'analyses techniques complémentaires. En dessous de ce seuil, les projets resteraient soumis à un examen au cas par cas, sauf dans le cas d'une installation standard dont les caractéristiques restent à définir.

#### **1.4. Stockage d'hydrogène, rubrique ICPE 4715, régime de déclaration ou d'autorisation.**

L'intitulé de la rubrique est le suivant :

« *La quantité susceptible d'être présente dans l'installation étant :*

- |  |                                      |
|--|--------------------------------------|
| <i>1. Supérieure ou égale à 1 t</i>                          | <i>-&gt; régime d'autorisation</i>   |
| <i>2. Supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 t</i> | <i>-&gt; régime de déclaration</i> » |

De plus, un site industriel devient classé Seveso seuil bas à partir de 5 tonnes, et seuil haut à partir de 50 tonnes.

Un arrêté ministériel de prescriptions générales (12 février 1998) encadre les sites à déclaration pour la rubrique 4715. Cet arrêté est adaptable. De ce fait, la mise à jour de cet arrêté est jugée moins prioritaire que celui de la rubrique 1416 dans la mesure où les projets peuvent être instruits au cas par cas par les DREAL. Néanmoins, la filière hydrogène, souhaite pouvoir proposer, pour les projets temporaires, un nouveau référentiel technique. Comme pour la distribution, cette possibilité sera étudiée sur la base des éléments transmis par la filière.

Les travaux de mise à jour de cet arrêté permettront notamment de traiter le sujet de la distance minimum d'implantation pour éviter certaines instructions locales au cas par cas et plus généralement de mettre en cohérence cet arrêté ministériel avec les nouveaux usages. Il est proposé de mener ces travaux fin 2022 / début 2023.

Par ailleurs, la filière souhaite qu'une réflexion soit menée sur la problématique du seuil d'autorisation à 1 000 kg. En effet, les premiers retours du terrain laissent apparaître que dès qu'une flotte atteint 20 véhicules lourds (bus ou camion), le besoin de stockage sera probablement supérieur à 1 000 kg. Le nombre de projets potentiellement concernés est donc conséquent. La DGPR a alerté la filière sur le fait que le principe de non-régression limitait les possibilités en la matière mais a indiqué que la création d'un régime d'autorisation simplifiée (enregistrement) pourrait être envisagée, au-delà d'une tonne (avec une borne supérieure à déterminer, nécessairement inférieure à 5 tonnes), sous réserve que les installations concernées soient standardisées et que leurs dangers et inconvénients puissent être prévenus par des prescriptions générales. La filière apportera des éléments sur ce sujet au 1<sup>er</sup> semestre 2022.

NB : Le stockage d'hydrogène en cavité saline relève également de la rubrique 4715 (régime A). Même si des projets sont en cours, aucun démonstrateur ou site industriel de stockage souterrain d'hydrogène n'a encore été mis en œuvre sur le territoire français et par conséquent, l'encadrement s'appliquant à cette activité n'a pas encore été éprouvé.

L'INERIS a récemment publié un rapport relatif à la réglementation applicable. A ce stade, aucune difficulté ou besoin d'évolution réglementaire n'a été remonté à la DGPR par les porteurs de projet. Le BSSS (DGPR/SRT/SDRCP/BSSS) se tient à la disposition de la filière et des porteurs de projet pour échanger sur le sujet et monter un GT ad hoc si besoin.

NB2 : à ce stade pas de projet de stockage en hydrures remonté, ni d'adaptation réglementaire nécessaire identifiée

#### **1.5. Entretien et réparation de véhicules**

Cette activité relève de la rubrique ICPE 2930. Aucun besoin d'adaptation réglementaire n'a été identifié sur cet aspect (AMPG adaptable).

## **2. Transport d'hydrogène au titre de la réglementation relative au transport de matières dangereuses**

Le transport d'hydrogène en tant que marchandise dangereuse (i.e. non pas lorsqu'il est utilisé comme carburant) est régi par la réglementation internationale relative au transport de marchandises dangereuses (TMD).

Cette réglementation s'applique par exemple en cas d'utilisation d'un véhicule comme station temporaire de distribution mobile (= sur roues). L'arrêté TMD interdit ces opérations sur les voies

ouvertes à la circulation du public. La réglementation TMD interdit également l'utilisation de véhicule hydrogène pour certains transports de matières dangereuse. A moyen terme, la filière souhaite que cette interdiction évolue.

La filière souhaite pouvoir appliquer de façon anticipée la norme EN 17339. L'accord multilatéral M270 en 2014, puis M316 en 2019, avait déjà ouvert la voie sur ce sujet. Un avis permettant l'utilisation anticipée de cette norme sera publié par la DGPR en 2021.

Différents projets sont à l'étude pour l'avitaillement de futurs bateaux propulsés à l'hydrogène, avec différents schémas d'avitaillement. La DGPR a contribué au travail réalisé par le projet « H2ships » explorant différentes options possibles d'avitaillement afin de clarifier ce qui est réglementairement possible et ce qui ne l'est pas.

La DGPR étudiera, si des besoins sont identifiés par la filière, la nécessité de modifier le RPM (règlement général sur la manutention des matières dangereuses dans les ports maritimes) afin d'y intégrer des dispositions relatives à l'avitaillement d'hydrogène (horizon 2022) lorsque celui-ci est réalisé hors station ICPE 1416 et d'intégrer également ce point au futur « RPF » (future annexe de l'arrêté TMD traitant des ports intérieurs, horizon 2022 également).

### **3. Transport d'hydrogène par canalisation**

A ce jour, il n'y a pas d'hydrogène circulant dans les réseaux de gaz naturel (présent seulement à l'état de traces hormis les deux expérimentations GRHYD et JUPITER 1000) et il n'existe pas de définition d'un taux d'hydrogène acceptable sans risque dans les réseaux de gaz naturel, que ce soit dans les textes régissant la qualité du gaz circulant dans les réseaux ou dans les textes relatifs à la prévention des risques des canalisations dans lesquelles circule le gaz.

Les projets les plus avancés concernent l'injection de gaz avec des pourcentages d'H2 inférieurs à 2%, mais à plus long terme ce taux pourrait augmenter. Le transport d'H2 pur est également étudié par certains acteurs soit en utilisant des infrastructures existantes pour lesquelles il sera nécessaire de démontrer l'acceptabilité, soit en créant de nouveaux ouvrages selon les normes appropriées.

Si les gestionnaires français de réseaux ont fixé à 6 % le taux d'hydrogène maximal entrant dans la composition du gaz circulant dans les réseaux, c'est principalement parce que ce taux correspond au taux maximal d'hydrogène possible sans sortir des limites réglementaires de pouvoir calorifique du gaz et indice de Wobbe du gaz naturel. En revanche, cette limite n'est pas justifiée du point de vue de la sécurité et il n'existe pas d'analyse démontrant l'absence de risque avec un tel taux ni même d'ailleurs à des taux plus faibles.

Afin de répondre à cette problématique, dans le cadre du plan hydrogène de juin 2018, la question des conditions technico-économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel a été posée aux opérateurs gaziers. Si leur rapport ne répond pas complètement à la question, il permet d'identifier un certain nombre de verrous techniques à lever avant d'envisager l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel qui concernent notamment les risques suivants :

- Risque de fragilisation de l'acier par l'hydrogène et le risque de perte d'intégrité des canalisations et matériaux constituant les infrastructures ;
- Risque d'incompatibilité (dysfonctionnement, étanchéité insuffisante...) de certains équipements et appareils à gaz en aval du réseau.

Actuellement, les opérateurs recueillent les données déjà disponibles dans la littérature, participent à des projets de recherches européens et procèdent aux essais complémentaires nécessaires pour lever ces verrous.

Des points réguliers sont effectués avec la DGPR sur des projets identifiés (Méthycentre (37) et Hycaunais (89) avec GRDF et Storengy) ou plus généralement avec les transporteurs GRTGaz et Terega pour suivre l'avancement de ces travaux qui à ce jour ne permettent pas encore de statuer définitivement. Les conclusions de ces travaux permettront d'identifier si des évolutions réglementaires sont nécessaires, et le cas échéant, un GT pourra alors être monté.

En tout état de cause, il apparaît d'ores et déjà que les différents guides professionnels relatifs à la conception, la surveillance et la maintenance des réseaux devront être modifiés pour intégrer des dispositions spécifiques.

Enfin, la filière a indiqué envisager le transfert d'usage de canalisations de transport (passage d'hydrocarbures à hydrogène ou CO2). La réglementation permet d'envisager ce type de transfert (qui est soumis à autorisation) dès lors que les éléments techniques nécessaires pour démontrer l'aptitude de la canalisation à recevoir le nouveau fluide dans des conditions permettant de garantir la protection des intérêts protégés sont apportés.

Le directeur général de la prévention des risques

Le président de France Hydrogène



Cédric Bourillet



Philippe Boucly

## Annexe 7. Glossaire des sigles et acronymes

AAP	Appel à projets
Ademe	Agence de la transition écologique
ADP	Aéroports de Paris
ADR	<i>Agreement for dangerous goods by road</i>
Afnor	Association française de normalisation
AMI	Appel à manifestations d'intérêt
AMPG	Arrêté ministériel de prescriptions générales
AOM	Autorité organisatrice de la mobilité
Aria	Analyse, recherche et information sur les accidents
Atex	Atmosphère explosive
ATMB	Autoroutes et tunnel du Mont Blanc
AuRA	Auvergne-Rhône-Alpes
Barpi	Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels
BFC	Bourgogne-Franche Comté
Bleve	<i>Boiling liquid expanding vapor explosion</i>
BOM	Benne à ordures ménagères
BSPP	Brigade des sapeurs-pompiers de Paris
CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CCUS	<i>Carbon capture, utilisation and storage</i>
CDG	Aéroport Charles de Gaulle
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Cetu	Centre d'études des tunnels
CGE	Conseil général de l'économie
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CNH	Conseil national de l'hydrogène
CNI	Conseil national de l'industrie
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSF	Comité stratégique de filière
CSTB	Centre scientifique et technique du bâtiment
DG	Direction générale
DGAC	Direction générale de l'aviation civile
DGALN	Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature
DGAmpa	Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture
DGE	Direction générale des entreprises
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat

DGITM	Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités
DGPR	Direction générale de la prévention des risques
DGRI	Direction générale de la recherche et de l'innovation
DGSCGC	Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises
DGT	Direction générale du travail
DHUP	Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages
Dreal	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
DRI	<i>Direct reduced iron</i>
DRIEAT	Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports
DUP	Déclaration d'utilité publique
EDF	Electricité de France
EMI	Energie minimale d'inflammation
Ensosp	Ecole nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers
Epic	Etablissement public à caractère industriel et commercial
ERP	Etablissement recevant du public
ESP	Equipement sous pression
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GRDF	Gaz réseau distribution France
Hiad	<i>Hydrogen incident and accident database</i>
HRS	<i>Hydrogen refueling solutions</i>
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement
IEA	<i>International energy agency</i>
IEC	<i>International electrotechnical commission</i>
IED	<i>Industrial emissions directive</i>
Ifpen	Institut français du pétrole et des énergies nouvelles
Ifri	Institut français des relations internationales
IGA	Inspection générale de l'administration
IGEDD	Inspection générale de l'environnement et du développement durable
Ineris	Institut national de l'environnement industriel et des risques
JRC	<i>Joint research center</i>
LCPP	Laboratoire central de la préfecture de police
LIE	Limite inférieure d'explosivité
Liten	Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux
LOHC	<i>Liquid organic hydrogen carrier</i>
MTBE	Méthyl tert-butyl éther

Nertt	Nouvelles énergies et risques technologiques en tunnel
Paca	Provence-Alpes-Côte d'Azur
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PEM	<i>Proton-exchange membrane</i>
PEPR	Programme et équipements prioritaires de recherche
PFA	Plateforme automobile
PIA	Programme d'investissement d'avenir
Piiec	Projet important d'intérêt européen commun
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA	<i>Power purchase agreement</i>
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPRT	Plan de prévention des risques technologiques
R&D	Recherche et développement
RATP	Régie autonome des transports parisiens
RED	<i>Renewable energy directive</i>
RIA	Robinet d'incendie armé
RTE	Réseau de transport d'électricité
Sdis	Service départemental d'incendie et de secours
SGPI	Secrétariat général pour l'investissement
SIV	Système d'identification des véhicules
Sipperec	Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication
SMR	<i>Steam methane reforming</i>
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
Stac	Service technique de l'aviation civile
Step	Société du taxi électrique parisien
TMD	Transport de matières dangereuses
TPRD	<i>Thermal pressure relief device</i>
Unece	<i>United Nations economic commission for Europe</i>
VTC	Voiture de tourisme avec chauffeur
VUL	Véhicule utilitaire léger

[Site internet du CGEDD : « Les derniers rapports »](#)