

2025

La filière hydrogène française, en France et à l'international

Rapport annuel



France
Hydrogène

Engagée pour la transition écologique

Résumé exécutif	3		
Introduction	8		
Partie 1 – Les leviers réglementaires et financements, clés pour structurer les marchés et réussir le passage à l'échelle industrielle	10		
1.1. Cadre réglementaire européen	11		
1.1.1. Acte Délégué Bas-Carbone	11		
1.1.2. Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)	11		
1.2. Financements	11		
1.2.1. Financements français	11		
1.2.2. Financements européens	13		
1.2.3. Financements des États membres	14		
Partie 2 – La demande traduit le retard pris dans le déploiement des mécanismes régulateurs pour la période 2030 - 2040	15		
2.1. Usages industriels existants	16		
2.1.1. Raffinage	16		
2.1.2. Sidérurgie et production d'ammoniac	17		
2.2. Nouveaux usages décarbonés	21		
2.2.1. Carburants de synthèse aériens	21		
2.2.2. Carburants de synthèse maritimes	21		
2.2.3. Mobilité routière	23		
2.3. Synthèse de la demande à 2040	24		
Partie 3 – L'offre de production témoigne de la dynamique industrielle	26		
3.1. Capacité de production d'hydrogène décarboné à 2030-2035	27		
3.2. Dynamique des projets	28		
		3.2.1. Avancements des projets	28
		3.2.2. Projets en opération	29
		3.2.3. Filière française à l'international	30
Partie 4 – Les infrastructures hydrogène conditionnent le positionnement de la France sur le marché européen de transport et stockage	32		
4.1. Transport par pipeline	33		
4.2. Terminaux d'importations d'hydrogène	34		
4.3. Stockage souterrain	35		
Partie 5 – Les segments de marché qui positionnent la France parmi les leaders européens et mondiaux	36		
5.1. Carburants de synthèse aériens – e-SAF	37		
5.2. Carburants de synthèse maritime – e-méthanol	41		
5.3. Raffinage	43		
5.4. Ammoniac	45		
5.5. Sidérurgie	47		
5.6. Transport terrestre	49		
5.7. Synthèse	54		
Partie 6 – Les atouts dont dispose la France pour concourir au niveau européen et mondial	55		
6.1. Le tissu manufacturier : enjeu de souveraineté	56		
6.2. Former les talents de demain : compétences, métiers et formation	57		
6.3. La recherche, levier d'excellence essentiel à la compétitivité de la filière française	59		
Conclusion	60		



Résumé exécutif

Cinq ans après la Stratégie nationale hydrogène : où en est la filière hydrogène française ?

En 2020, la France publiait une Stratégie nationale hydrogène (SNH) ambitieuse intégrant à la fois la maîtrise d'une nouvelle chaîne de valeur industrielle de l'amont à l'aval et le déploiement de projets de production domestique d'hydrogène décarboné pour des usages dans la mobilité et dans l'industrie.

Cinq ans plus tard, France Hydrogène dresse dans ce rapport un état des lieux factuel de la filière française prenant en compte l'avancée des politiques et des financements publics, de l'offre et de la demande, et dessine des perspectives. Les données sont fondées sur une analyse à date et des projections jusqu'à 2035 – 2040.

PÉRIMÈTRE ET CONTENU DU RAPPORT

Ce rapport propose un état des lieux de la filière suivant la structure de la chaîne de valeur (production, infrastructures, usages) à partir des données disponibles à fin 2025 et de projections à l'horizon 2035 – 2040.

Il dresse un état des lieux des financements annoncés et fléchés¹ à date, établit la dynamique de la demande en fonction des scénarios d'évolution du cadre réglementaire, et détaille les projets de production d'hydrogène décarboné et de carburants de synthèse, en analysant leur état d'avancement, leur répartition territoriale et leur adéquation avec les besoins sectoriels.

Il intègre également une analyse des infrastructures de transport, de stockage et d'importation, en soulignant leur rôle clé dans la sécurisation des projets et l'intégration au futur marché européen de l'hydrogène.

Enfin, le rapport met en lumière les atouts industriels de la filière française – tissu manufacturier, compétences, recherche et innovation – et identifie les conditions de réussite pour transformer la dynamique actuelle en une filière compétitive, créatrice de valeur, d'emplois et de souveraineté à l'horizon 2030-2040.

1. Affectation formelle d'une enveloppe budgétaire à un usage, un dispositif ou un bénéficiaire précis, sans que cela implique un engagement juridique ou un versement effectif.

1. L'HYDROGÈNE, UN LEVIER STRATÉGIQUE POUR LA DÉCARBONATION ET LA SOUVERAINETÉ

Le développement d'une filière d'hydrogène renouvelable ou bas carbone répond à un double objectif de décarbonation et de souveraineté industrielle et énergétique.

- **Décarbonation des industries fortement émettrices** historiquement consommatrices d'hydrogène – raffineries, production d'ammoniac pour les engrais –, ou des secteurs dont la réduction de l'empreinte carbone repose nécessairement sur l'usage de l'hydrogène (sidérurgie, aviation, maritime, transport terrestre) ;
- **Souveraineté énergétique par la réduction de nos dépendances aux importations fossiles** – gaz pour la production d'engrais, charbon pour la sidérurgie, pétrole pour les carburants – **et la résilience de notre réseau électrique bas-carbone** ;
- **Souveraineté industrielle** grâce à la **structuration d'une base manufacturière technologique** adossée à des activités de R&D, au maintien et à la **relocalisation de filières stratégiques et au développement de nouvelles filières** créatrices de valeur et d'emplois qualifiés.

2. LA FRANCE RESTE DANS LA COMPÉTITION INTERNATIONALE EN TERMES D'INVESTISSEMENTS INDUSTRIELS

À date, plus de **110 milliards d'euros (Mds€)** d'investissements ont été réalisés dans le monde dont 19 Mds€ en Europe (en troisième position derrière la Chine et les États-Unis), et 65 pays ont publié une feuille de route hydrogène².

La France, avec un peu plus de 2,4 Mds€ d'investissements industriels envisagés, est en

seconde position en Europe derrière l'Allemagne (2,6 Md€) et juste devant le Danemark (un peu moins de 2,4 Mds€). Pour autant, les politiques publiques essentielles au développement de la demande se concrétisent encore trop lentement : la France affiche un taux de décisions finales d'investissement (FID) des projets de production de 4%.

De la phase d'apprentissage technologique – caractérisée par le déploiement de projets aux capacités mesurées et au développement de nouveaux écosystèmes industriels – au passage à l'échelle industrielle, la dynamique est en marche. **La question n'est donc pas de savoir si l'hydrogène va se développer.** La question est de savoir quels pays en auront la maîtrise technologique et industrielle pour en faire un levier stratégique de compétitivité, de résilience et de souveraineté.

À titre d'illustration, l'hydrogène est une composante clé de la stratégie « d'autonomie » chinoise alors que le pays consomme un tiers de l'hydrogène fossile mondial ; trois chiffres permettent de cerner la dynamique de la filière : 30% des capacités mondiales de production d'hydrogène décarboné (1 100 kt_{H₂}/an), 30 GW/an de capacités manufacturière d'électrolyse, 15 000 poids-lourds hydrogène en circulation en 2024.

3. UNE FILIÈRE EN TRANSITION : DE L'APPRENTISSAGE À L'INDUSTRIALISATION POUR LE PREMIER QUINQUENAT DE L'HYDROGÈNE

La période 2020-2025 s'achève sur un retour au réalisme et une maturation industrielle, dans un contexte d'atermoiements politiques couplés à des difficultés budgétaires. C'est pourtant tout un écosystème industriel créateur d'emplois et de valeur dans les territoires qui s'est d'ores et déjà structuré avec l'appui des élus nationaux et territoriaux.

En effet, la France dispose d'atouts indéniables pour faire partie des leaders mondiaux de l'hydrogène décarboné :

Des élus engagés dans les territoires

Durant l'année 2025, les régions françaises ont maintenu et réaffirmé leur soutien à la filière hydrogène. Cet engagement s'est notamment traduit par le lancement de travaux de révision des stratégies régionales hydrogène et feuilles de route associées en Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Bourgogne-Franche-Comté et PACA, et l'adoption en mars 2025 par la Région Grand Est de sa stratégie actualisée. Cette dynamique s'étend aux zones non interconnectées (ZNI) des Outre-mer, avec l'adoption d'une stratégie régionale en Guadeloupe et la finalisation de travaux en vue d'adopter une stratégie territoriale et un plan d'action associé à La Réunion.

Un tissu manufacturier en consolidation

À date, 25 usines de fabrication d'équipements (électrolyseurs, stations de distribution, réservoirs, piles à combustible pour la mobilité ou les applications stationnaires...) sont en service. Dimensionnées pour adresser des marchés à l'international grâce au soutien des « Projets importants d'intérêt européen commun » (PIIEC), ces activités pourraient réduire jusqu'à 8% le déficit de la balance commerciale française d'ici 2035 selon BDO³.

Une recherche et développement dynamique

Les projets de R&D visant à améliorer ou développer de nouvelles technologies ont largement été soutenus par le Programme équipement prioritaire de recherche (PEPR H2) à hauteur de 83 millions d'euros (M€). Par ailleurs, l'année 2025 aura également été marquée par le développement de projets d'exploitation d'hydrogène natif et l'octroi de trois Permis exclusifs de recherche (PER) à des développeurs.

2. <https://compass.hydrogencouncil.com>

3. France Hydrogène & BDO, 2025

Un réseau électrique bas-carbone

Avec un solde exportateur de 92 TWh en 2025, la France possède la plus grande production d'électricité décarbonée d'Europe. L'atteinte de 8GW d'électrolyse prévu par la Stratégie nationale hydrogène révisée (SNH 2) en 2035 nécessiterait entre 40 et 60TWh participant ainsi massivement à l'effort d'électrification

Des besoins en compétences et formation anticipés

Pour assurer la présence des compétences et emplois nécessaires à la filière, l'hydrogène a pu bénéficier de l'appel à manifestation d'intérêt « Compétences et métiers d'avenir » (AMI CMA) dont les projets permettront la formation de 50 000 personnes. L'offre de formation s'est également étoffée dans les universités ou écoles et ainsi que dans les entreprises⁴.

Des projets de production d'hydrogène en amorçage

Entre 2020 et 2025, les projets d'électrolyse entrés en opération représentent 50MW en France. Cela correspond à 8% du portefeuille de projets européens (618 MW) en opération, qui a augmenté de 57% entre 2024 et 2025. En 2026, on devrait atteindre 300 MW, notamment avec un électrolyseur de 200MW ce qui multipliera la capacité par 6 et la taille du plus grand électrolyseur par 10.

L'absence de décisions finales d'investissement (FID) pour des projets de production d'hydrogène décarboné en France en 2025 reflète moins un arrêt des dynamiques industrielles qu'un changement de nature des projets entrant en phase de décision.

La première vague d'investissements concernait des installations de capacité limitée (inférieures à 20 MW) et a permis aux fabricants et développeurs de tester les technologies, de structurer les chaînes d'approvisionnement et de préparer la montée en puissance industrielle. La phase qui s'ouvre correspond à une seconde génération de projets industriels (~300 MW) fortement capitalistiques qui requièrent des études technico-économiques et environnementales approfondies, des montages financiers complexes associant acteurs publics et

privés, ainsi qu'un cadre réglementaire stabilisé et lisible. Plusieurs signaux préfigurent une nouvelle vague d'investissements au cours des années à venir : la transposition de la Directive sur les énergies renouvelables – RED III (IRICC en France), l'adoption de l'Acte délégué bas carbone, la reconnaissance de l'hydrogène électrolytique bas-carbone dans la Banque européenne de l'hydrogène, le lancement de la première tranche du Mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse (MSP). La base de données de France Hydrogène fait état d'un portefeuille de projets répartis sur l'ensemble des segments de marché représentant une production annuelle de 1,1Mt_{H₂} à horizon 2035.

La période actuelle correspond ainsi à une phase de transition. L'ampleur et la rapidité de la dynamique de FID d'ici 2030 dépendront de la réunion de trois conditions déterminantes : la continuité du soutien public, la mise en place de politiques de structuration de la demande et la planification cohérente des infrastructures.

4. LES CONDITIONS CLÉS POUR RÉUSSIR LE PASSAGE À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE

Financements : éviter le décrochage.

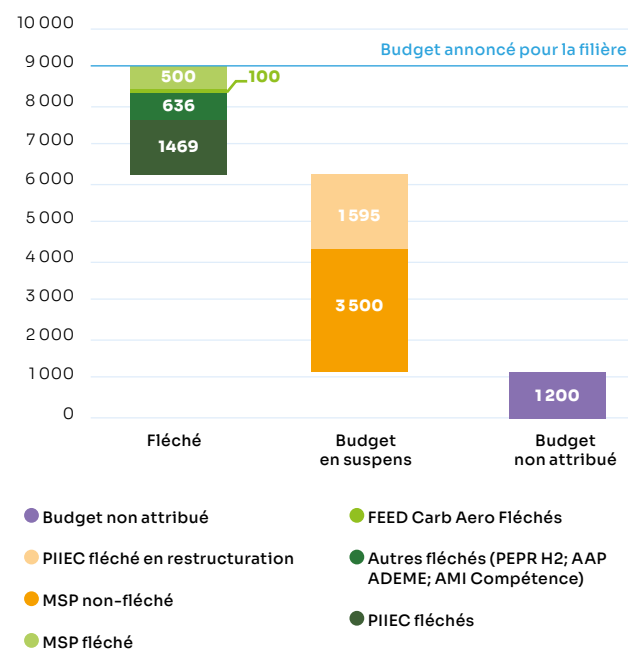
En 2020, le Gouvernement annonçait une enveloppe de 9 Mds€ pour atteindre les objectifs de la SNH. Cinq ans plus tard, seulement 50 % (4,3 Mds€) ont été fléchés vers différents opérateurs ou ministères pour financer des appels à projets ou mécanismes : Projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) (3,2 Mds€) ; Appel à projets ADEME (512 M€) ; MSP (500 M€) ; FEED Carb Aero (100 M€) ; Programme et équipement prioritaire de recherche H2 (PEPR H2) (83 M€) ; Appel à Manifestation d'Intérêt « Compétences et Métiers d'avenir » (41,5 M€).

Annoncé en 2020 avec 4 Mds€ de financements, le MSP devait constituer le plus important mécanisme de soutien à la filière hydrogène. Cinq ans plus tard, seuls 500 M€ ont été sécurisés et le premier

appel d'offres a été lancé en décembre 2025.

À titre de comparaison, le gouvernement britannique a réussi à flécher 2 milliards de livres pour la première tranche de leur mécanisme de soutien à la production (*intitulé Hydrogen Allocation Round*) et à lancer la deuxième tranche entre 2024 et 2025.

Etat des lieux des financements publics de la filière hydrogène (M€)



En avril 2025, la stratégie hydrogène révisée, longtemps attendue, a été publiée. Elle réaffirme le soutien de l'État au développement d'une filière hydrogène française et redonne les priorités :

- Le maintien et la relocalisation d'industries stratégiques consommatrices d'hydrogène (sidérurgie, engrais, raffinage) notamment via la réaffirmation du rôle du MSP ;

4. France Hydrogène a procédé à un recensement exhaustif de l'offre de formation, publié en juin 2025 : <https://www.france-hydrogene.org/publication/le-guide-emplois-et-formations-dans-la-filiere-hydrogene/>

- L'usage de l'hydrogène décarboné pour les transports lourds et intensifs ;
- La structuration d'une filière de production de carburants de synthèse pour les secteurs maritime et aérien ;
- La structuration d'une filière de l'hydrogène natif ;
- Le positionnement de la filière à l'international notamment par la création d'un mécanisme de soutien à l'exportation d'équipements doté d'une enveloppe de 100M€

Le financement du mécanisme de soutien à l'export ainsi que d'un dispositif dédié à l'émergence de la filière de l'hydrogène natif (50 M€), pourraient être assurés par une réallocation ciblée de fonds aujourd'hui suspendus, initialement fléchés vers des projets abandonnés ou en difficulté, représentant jusqu'à 1,6 Md€.

Il convient enfin de souligner que ces financements publics relèvent d'une logique d'investissement, avec **un effet de levier économique estimé à près de 4 € de retombées pour l'État pour chaque euro engagé selon BDO⁵** et des bénéfices attendus en matière de souveraineté industrielle, de compétitivité économique et de décarbonation de l'économie française.

L'évaluation de la demande à horizon 2030-2035 traduit le retard pris dans le déploiement des mécanismes réglementaires.

Les conditions technico-économiques actuelles et l'absence d'une valorisation adaptée de la tonne de CO₂ génèrent un défaut de compétitivité qui entrave le développement naturel du marché.

À l'horizon 2030, le déséquilibre entre l'offre et la demande d'hydrogène (voir graphe ci-contre) s'explique principalement par le décalage dans le déploiement des politiques de soutien à la demande. Ce décalage a conduit au report à l'horizon 2030-2032 de plusieurs projets industriels structurants, notamment dans les filières des carburants de synthèse et de la sidérurgie. L'adoption rapide d'outils de création de la demande est donc une condition nécessaire à la concrétisation des projets.

Cela suppose **la mise en place par l'État et l'Union européenne d'un cadre réglementaire incitatif, donnant aux industriels une**

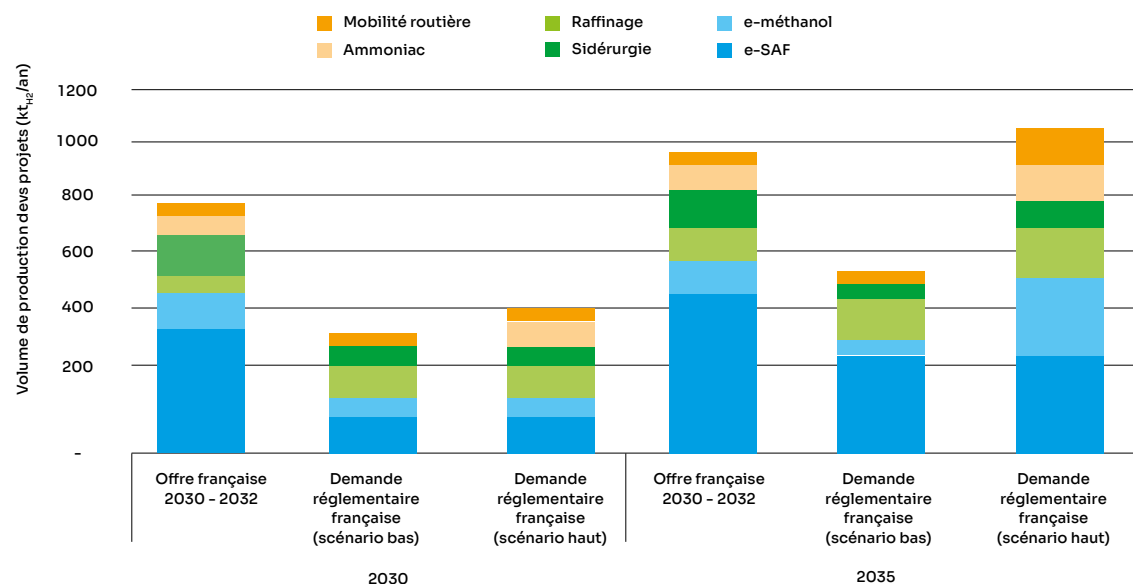
visibilité à 2040, sans reposer sur les finances publiques (scénario haut) :

- Au niveau national, **le bon dimensionnement de l'IRICC** (raffinage, transport terrestre, e-carburants maritimes) et **la mise en place d'un contrat pour la différence sur les e-SAF**, autofinancé par des contributions des acteurs du secteur aérien.
- Au niveau européen, **la création de marchés pilotes industriels pour l'acier et les engrais bas-carbone fondés sur des obligations ciblées d'incorporation de produits décarbonés**. Trois critères régissent la sélection de ces marchés finaux : un impact prix très limité ($\leq 1-2\%$), des volumes induits d'hydrogène conséquents, un surcoût reporté sur des acteurs pertinents. Leur mise en place pourrait créer une demande correspondant à 80% des besoins du secteur à 2030.

Inversement, un mauvais calibrage des politiques de demande française et européenne ne drainerait pas une demande domestique suffisante pour la création d'un socle de projets industriels aligné avec les objectifs portés dans la SNH 2 (scénario bas).

Par ailleurs, **une part importante des projets français a vocation à répondre à une demande européenne croissante**, en particulier dans les carburants de synthèse et la sidérurgie. Cette dimension export, stratégique pour la valorisation du potentiel industriel français, n'est pas intégrée dans l'exercice de modélisation de la demande présenté dans ce rapport, volontairement centré sur les débouchés domestiques. Elle contribue néanmoins à expliquer le décalage apparent entre capacités de production projetées et demande estimée en France à l'horizon 2030.

Comparaison offre-demande en hydrogène décarboné pour les principaux secteurs d'usages à 2030 et 2035



5. [France Hydrogène & BDO, 2025](#)

En définitive les politiques de demande sont une des clés de voûte de l'action publique pour acter le passage à l'échelle de la filière et contribuer à l'atteinte de nos objectifs climatiques et industriels.

Planification des infrastructures : un enjeu à saisir

La planification des infrastructures hydrogène est une condition clé du passage à l'échelle industrielle.

Elle est déterminante pour déclencher les décisions finales d'investissement, maîtriser les coûts des projets et sécuriser l'approvisionnement des sites industriels. Disposer à l'avance de capacités de transport, de stockage et de distribution réduit les risques entre producteurs et consommateurs et permet de mutualiser les investissements. Cette planification doit également permettre de valoriser la flexibilité des électrolyseurs et du stockage et de limiter les coûts liés à la modulation du parc de production bas-carbone.

Enfin, les infrastructures hydrogène conditionnent le positionnement de la France sur le marché européen. Le développement de corridors reliant zones de production, ports et grands pôles industriels favorise l'intégration du système énergétique et ouvre des débouchés à l'export et à l'import. De façon complémentaire, la planification des infrastructures de distribution qui desserviront les industriels éloignés des grands corridors et des principaux hubs sera cruciale.

5. UN ENJEU GÉOPOLITIQUE ET ÉCONOMIQUE MAJEUR : L'HEURE DU SURSAUT EST NÉCESSAIRE

En 2035, l'écosystème hydrogène en France pourrait représenter plus de 66 600 emplois et contribuer à hauteur de 13 Mds€ au produit intérieur brut (PIB) du pays selon l'étude BDO-France Hydrogène publiée en janvier 2025. L'enjeu pour la France est donc de transformer l'essai en opérant un sursaut rapide. Cinq ans après le lancement de la SNH, la filière

française a franchi une étape déterminante. La phase qui s'ouvre n'est donc plus celle de la démonstration, mais celle du passage à l'échelle industrielle. Les décisions prises ces deux prochaines années conditionneront la capacité de la France à transformer ses atouts en leadership durable, dans un contexte géopolitique de plus en plus tendu.

La période 2026-2027 constitue une fenêtre de décision critique. Sans continuité de l'action publique, sans signaux de demande suffisamment robustes et sans planification coordonnée des infrastructures, le risque est celui d'un décrochage industriel au profit de pays ayant déjà engagé le déploiement à grande échelle. A l'inverse, un travail coordonné entre la filière, la France et l'Union européenne peut assurer le passage à l'échelle industrielle.

Plusieurs priorités s'imposent :

- **Sécuriser la continuité et la lisibilité des soutiens**, en particulier le MSP, et également en réallouant les fonds fléchés mais non décaissés vers des dispositifs opérationnels (par exemple mécanisme de soutien à l'export, mécanisme hydrogène natif)
- **Structurer la demande grâce à des politiques ambitieuses à l'échelle nationale et européenne**, en mettant en place des régulations ciblées telles que les marchés pilotes verts capables de créer des débouchés prévisibles (notamment via l'Industrial Accelerator Act), de compenser temporairement le différentiel de compétitivité des produits décarbonés et de sécuriser les investissements privés.
- **Renforcer et stabiliser le cadre réglementaire** pour assurer une production compétitive d'hydrogène décarboné notamment pour **faciliter l'accès des industriels à une électricité renouvelable et nucléaire compétitive**, dans le cadre de contrats

d'approvisionnement de long terme ou reconnaître la complémentarité entre les vecteurs de production d'hydrogène décarboné

- **Planifier de manière anticipée les infrastructures hydrogène et électriques**, afin de réduire le risque industriel, d'optimiser les coûts de production, de renforcer la résilience du système énergétique et de positionner la France comme un corridor hydrogène stratégique au sein du marché européen.

Aux côtés de l'électrification directe, la filière hydrogène revalorise nos territoires avec des emplois qualifiés, sécurise l'approvisionnement d'industries stratégiques et limite les émissions de CO₂ de nos transports et de notre alimentation. Elle concilie enfin souveraineté et décarbonation.





Introduction

Depuis 2020 et la publication de la première Stratégie nationale hydrogène (SNH), la filière hydrogène française s'est considérablement structurée. Portés par un écosystème d'acteurs engagés, des projets et usines sont sortis de terre, des usages se sont développés, des innovations ont été pensées et mises en production. En seulement trois ans, les bénéfices de la filière sur le territoire étaient concrets et estimés, en 2023, à près de 1 Md€ de PIB et 16 400 emplois soutenus⁶.

Depuis, la dynamique internationale s'est accélérée et la concurrence s'est intensifiée dans un contexte économique et politique qui s'est durci. La filière française doit poursuivre l'effort et capitaliser sur le retour d'expérience des cinq dernières années pour passer à l'échelle et retrouver sa position stratégique.

En avril 2025, l'État a réaffirmé son ambition pour la filière hydrogène française en mettant à jour sa Stratégie nationale hydrogène (SNH 2), document de référence de la politique publique française en matière d'hydrogène. Le quinquennat de l'apprentissage technologique s'achève pour laisser place à celui de l'industrialisation.

Dans ce rapport, France Hydrogène dresse un état des lieux de la filière française en 2025, cinq ans après la publication de la SNH : avancée des politiques publiques et financements, dynamique de la demande en fonction des scénarios d'évolution du cadre réglementaire, détails des projets de production d'hydrogène décarboné et de carburants de synthèse, analyse des infrastructures de transport, de stockage et d'importation, et atouts industriels de la filière française – tissu manufacturier, compétences, recherche et innovation.

Le document analyse chacun de ces leviers et maillons de la chaîne de la valeur afin d'identifier *in fine* les conditions qui permettront de transformer la dynamique actuelle en une filière compétitive, créatrice de valeur, d'emplois et de souveraineté à l'horizon 2030-2040

6. France Hydrogène & BDO, 2025

RÉVISION DE LA STRATÉGIE NATIONALE HYDROGÈNE

Tenant compte de l'évolution rapide du marché, tant au niveau national qu'international, et de l'ajustement des trajectoires industrielles, calendriers de déploiement et cadres réglementaires européens, la SNH 2 met à jour ses hypothèses de développement et actualise les objectifs de production et d'usages.

Ainsi, l'objectif de déploiement court terme est abaissé à 4,5 GW de capacités d'électrolyse installées à l'horizon 2030 et **une ambition moyen terme de 8 GW à l'horizon 2035** est définie. Ce nouvel objectif intègre le décalage anticipé de la montée en charge du marché. En complément des technologies de production par électrolyse, le document reconnaît le rôle de la production d'hydrogène bas-carbone à partir de vaporeformage et captage-séquestration de carbone (CCS) pour certains sites industriels existants ; et inclut un axe dédié à l'exploration des gisements d'hydrogène naturel, envisagée comme un levier complémentaire potentiel du développement des filières technologiques.

Sur les usages, la stratégie se structure autour de trois orientations prioritaires :

- La relocalisation et le maintien **d'activités industrielles stratégiques pour lesquelles l'électrification directe des procédés n'est pas envisageable** à ce stade, notamment dans les secteurs des engrais, de la sidérurgie et du raffinage.
- La création d'une filière française de **carburants de synthèse**, en s'appuyant sur des atouts identifiés tels que l'accès à des sources de CO₂ biogénique, la disponibilité d'une électricité

majoritairement décarbonée et l'existence d'écosystèmes industriels structurés.

- La décarbonation de la **mobilité lourde et intensive**, ciblant les segments pour lesquels l'hydrogène est une option technologique pertinente.

Le document réaffirme le rôle central du soutien de l'État pour permettre la structuration et le passage à l'échelle de la filière. Il confirme ainsi le lancement du Mécanisme de Soutien à la Production d'hydrogène par électrolyse (MSP), doté d'une enveloppe de 4 Mds€, l'annonce des lauréats de l'appel à projets FEED Carb Aéro, ainsi que le maintien du soutien aux projets bénéficiant du statut de Projets Importants d'Intérêt Européen Commun (PIIEC). Ces instruments visent à sécuriser les investissements, soutenir les phases amont de développement et consolider la chaîne de valeur industrielle nationale.

Enfin, cette révision affiche un nouveau volet dédié à l'accompagnement de la filière française à l'export, tant sur les segments de fabrication d'équipements que de production d'hydrogène. Ce dernier se traduit notamment par un renforcement des leviers diplomatiques et de coopération, l'annonce d'un pilote de stratégie internationale, l'adaptation de dispositifs existants aux spécificités de la filière hydrogène (FASEP – fonds dédié aux études de faisabilité ou projets démonstrateurs de technologies vertes et innovantes, mécanismes de garantie interne et prêts) et la mise en place d'un mécanisme dédié au soutien à l'export d'équipements hydrogène, doté d'un budget de 100 M€.

LES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES, ACTEURS INDISPENSABLES DU DÉPLOIEMENT D'UNE FILIÈRE HYDROGÈNE FRANÇAISE

En 2025, les régions françaises ont maintenu et réaffirmé leur soutien à la filière hydrogène. Cet engagement s'est notamment traduit par le lancement de travaux de révision des stratégies régionales hydrogène et feuilles de route associées en Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Bourgogne-Franche-Comté et PACA, et l'adoption en mars 2025 par la Région Grand Est de sa stratégie actualisée.

Cette dynamique s'étend aux zones non interconnectées (ZNI) et aux Régions d'Outre-mer, avec l'adoption d'une stratégie régionale en Guadeloupe et la finalisation de travaux en vue d'adopter début 2026 une stratégie territoriale et un plan d'action associé à La Réunion.

Les cinq régions concernées par la future canalisation hydrogène du projet HY-FEN, Sud - Provence-Alpes-Côte d'Azur, Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté et Grand Est, ont confirmé en juillet 2025 leur engagement commun pour faire émerger ce projet structurant, levier essentiel de la transition énergétique dans les territoires et de la décarbonation de l'industrie.

Enfin, de nombreuses collectivités territoriales infrarégionales (métropoles, communautés d'agglomération, syndicats d'énergie, etc.) ont réaffiché leur soutien au développement de la filière manufacturière et des usages de l'hydrogène, notamment au travers de l'acquisition de véhicules hydrogène.

1

Leviers réglementaires et financements,

clés pour structurer les marchés et réussir le passage à l'échelle industrielle

Un cadre réglementaire robuste et lisible et des mécanismes de financement adaptés sont deux conditions essentielles pour l'hydrogène décarboné. Ils contribuent au développement et à la structuration du marché et au passage à l'échelle de la filière, en servant trois objectifs complémentaires :

1. **Créer les conditions favorables à une production compétitive d'hydrogène décarboné** (approvisionnement électrique abordable, infrastructures disponibles, méthodologie de certification de l'hydrogène, etc.)
2. **Participer à l'amorçage de la filière** en contribuant aux investissements initiaux et au déblocage de financements privés ;
3. **Structurer et pérenniser la demande en hydrogène décarboné.**

A cet égard, plusieurs textes – directives, lois, règlements, actes délégués – structurants pour la filière hydrogène française ont été adoptés et mis en application en 2025.

Les mécanismes de financement se développent également, confirmant le soutien et l'ambition pour une filière hydrogène française, et plus largement européenne. Cependant, pour produire pleinement leurs effets, l'allocation des ressources doit être à la hauteur des enveloppes annoncées. **Avec 9 Mds€ annoncés et seulement 4,3 Mds€ fléchés vers la filière entre 2020 et 2025, l'engagement de l'État doit se concrétiser pour s'aligner avec ses objectifs.**



1.1. CADRE RÉGULATOIRE EUROPÉEN

1.1.1. ACTE DÉLÉGUÉ BAS-CARBONE

Le 10 novembre dernier, la Commission européenne a adopté l'Acte Délégué Bas Carbone qui définit la méthodologie de calcul des émissions de gaz à effet de serre applicables aux carburants bas-carbone, incluant explicitement l'hydrogène.

La méthodologie adoptée établit un cadre harmonisé fondé sur une approche en analyse de cycle de vie avec des hypothèses communes (périmètre des émissions prises en compte, hypothèses méthodologiques et paramètres de référence) et crée en conséquent **un cadre non-discriminant pour l'hydrogène électrolytique bas-carbone** en reconnaissant notamment la possibilité pour les porteurs de projets de recourir à une méthode dite "mix réseau" et – à l'issue d'une étude d'impact en 2026 – de contractualiser des contrats de gré à gré avec des fournisseurs d'électricité nucléaire. Elle permet également à d'autres **voies de production d'hydrogène d'être qualifiées de bas-carbone, notamment le vaporeformage du méthane avec captage et séquestration du carbone (SMR-CCS) et la pyrolyse du méthane.**

Par cette approche, cet Acte délégué constitue le **premier socle réglementaire européen permettant de qualifier l'hydrogène bas-carbone sur des bases communes**, en cohérence avec les Actes délégués applicables aux carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO).

Structurant pour le lancement de mécanismes de soutien à la production d'hydrogène ou encore l'élargissement de la Banque de l'hydrogène à l'hydrogène bas-carbone, l'adoption de ce texte constitue une évolution majeure pour la filière hydrogène.

1.1.2. CLEAN INDUSTRIAL DEAL STATE AID FRAMEWORK (CISAF)

Dans le prolongement du Clean Industrial Deal publié en janvier 2025, la Commission européenne a adopté le Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF), un cadre d'aides d'État facilitant le soutien public aux projets de décarbonation industrielle et au déploiement des technologies propres.

Applicable jusqu'en 2030, ce cadre permet notamment de mettre en œuvre des mécanismes nationaux adaptés aux spécificités économiques de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone et d'accélérer la procédure de notification de la Commission à trois mois, contre plusieurs années pour celle du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse.

Le texte encourage par ailleurs plusieurs types d'aides en faveur du déploiement de la filière hydrogène :

- Dispositifs de soutien au développement des projets d'investissement dans des capacités manufacturières de technologies et de composants afin de sécuriser les chaînes de valeurs technologiques ;
- Incitations fiscales pour faciliter l'acquisition de technologies hydrogène notamment sous la forme d'amortissement accélérés ;
- Mécanismes de co-investissements public / privés aux conditions de marché ;
- Régimes de réduction des risques pour attirer des financements privés ;
- Régimes d'aide visant à reconnaître le rôle de l'hydrogène décarboné dans l'équilibrage et la flexibilité du système électrique ;
- Recours aux dispositifs d'aides générales existants (RGEC, CEEAG).

1.2. FINANCEMENTS

1.2.1. FINANCEMENTS FRANÇAIS

L'année 2025 a vu la mise en œuvre opérationnelle de la première tranche du **Mécanisme national de Soutien à la Production d'hydrogène par électrolyse (MSP), doté d'une enveloppe de 500M€ sur les 4Mds€ annoncés pour trois tranches.** Ce dispositif, qui cible des projets de taille intermédiaire à grande (de 5 à 100 MW) orientés vers des usages industriels, encourage l'émergence de capacités d'électrolyse significatives et le passage à l'échelle de la filière.

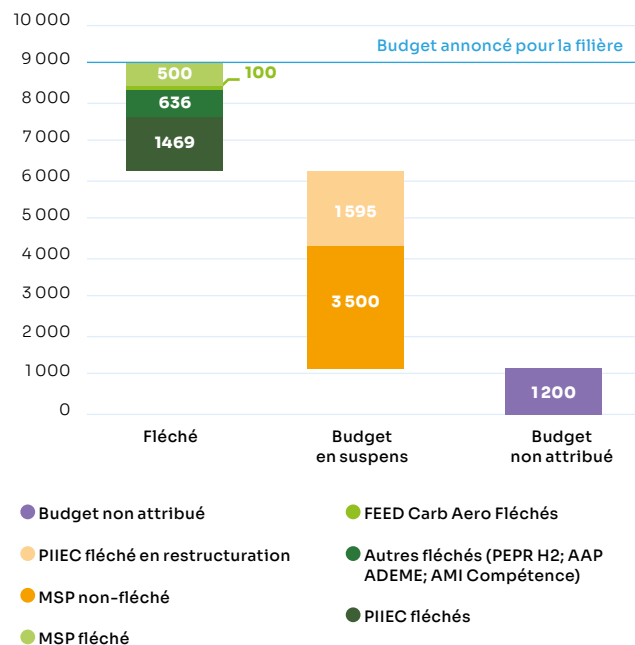
En comblant l'écart de compétitivité entre l'hydrogène électrolytique et les alternatives fossiles et en sécurisant les revenus des producteurs sur la durée, ce mécanisme soutient la constitution d'un socle de production domestique, indispensable pour structurer l'ensemble de la chaîne de valeur : ingénierie, raccordement électrique, exploitation, maintenance et contractualisation avec les *offtakers*⁷ industriels, et permet l'apprentissage collectif en contribuant à la montée en compétence des acteurs et à la réduction progressive des coûts.

16 entreprises candidates portant plus de 400 MW de capacité d'électrolyse ont soumis une demande de soutien pour cette première tranche. Parmi elles, 10 ont été retenues pour participer à la phase de dialogue concurrentiel qui a débuté en juillet, préalablement à la publication de la version définitive du cahier des charges en décembre 2025. Les entreprises présélectionnées ont été invitées à déposer leurs offres avant le 27 février 2026 et les projets les mieux classés seront désignés lauréats d'ici mi-2026.

7. Terme qui désigne le contractant qui achète une production en s'engageant sur un volume et un prix.

BILAN DES FINANCEMENTS ANNONCÉS

Etat des lieux des financements publics de la filière hydrogène (M€)



Définitions :

Fléché = affectation formelle d'une enveloppe budgétaire à un usage, un dispositif ou un bénéficiaire précis, sans que cela implique un engagement juridique ou un versement effectif.

Décaissé = versement effectif des fonds au bénéficiaire, en exécution d'un engagement juridique préalable (contrat, convention, décision d'attribution).

En 2020, le Gouvernement a annoncé que la Stratégie Nationale Hydrogène serait adossée à un budget global de 9 Mds€. Six ans plus tard, un peu moins de la moitié de cette enveloppe a été fléchée, dont environ 10% réellement décaissée.»

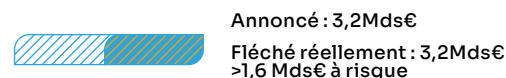
▪ R&D :

Le Programme Equipement Prioritaire de Recherche H2 (PEPR_{H2}) finance la R&D qui vise à améliorer les procédés et les technologies hydrogène :



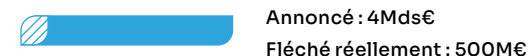
▪ Manufacture et projets de production à échelle industrielle :

Les Projets Importants d'Intérêt Européen Commun (PIIEC) soutiennent le développement de projets manufacturiers stratégiques ou de production : le lancement des usines de HDF Energy à Blanquefort ou de John Cockerill à Aspach-Mittelbach ont pu en bénéficier.



Du fait des difficultés de certains industriels, du redimensionnement de projets, de changements de stratégie ou de cessations d'activités, la moitié des fonds fléchés pourrait être réintégré au budget global de France 2030 et réalloué à de nouveaux dispositifs.

Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse (MSP) ambitionne de développer l'usage de l'hydrogène dans les industries stratégiques.



L'appel à projet Feed Carb Aero finance les études d'ingénierie des projets de production de carburants de synthèse aériens. Plusieurs projets de production de carburants de synthèse ont bénéficié de cette dernière aide pour un total d'investissements privés de 4,8Mds€.



▪ Écosystèmes H2 :

Les appels à projet de l'ADEME (Écosystèmes H2 ; Briques technologiques) soutiennent la structuration des écosystèmes hydrogène territoriaux et le développement des solutions technologiques.



Enfin, à ces aides s'ajoute un **Appel à manifestation d'intérêt « Compétence, Métiers et Formations »** doté de 41,5M€.

1.2.2. FINANCEMENTS EUROPÉENS

Créé en 2020, le **Fonds pour l'innovation** – alimenté par la vente de quotas de CO₂ dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (EU ETS) – est un des principaux instruments financiers de l'Union européenne pour la transition vers la neutralité carbone.

Le 3 novembre 2025, la Commission européenne a publié les résultats du dernier appel à projets du Fonds pour l'innovation européen. Avec 14 projets lauréats, la France se classe première devant l'Espagne (6 projets), la Finlande, la Norvège et la Belgique (5 projets chacune). Parmi les projets retenus, 3 portent sur les carburants de synthèse : DEZiR, ReStart (Verso Energy), et Take Kair (Hynamics).

Banque européenne de l'hydrogène – troisième enchère

Le Fonds abonde également la Banque européenne de l'Hydrogène depuis 2023. Déployée par la Commission européenne, la Banque européenne de l'hydrogène est l'instrument financier de référence pour le soutien à la production d'hydrogène décarboné. Elle repose sur un mécanisme d'enchères compétitives attribuant une prime à la production par kilogramme d'hydrogène. Les deux premières enchères (2023–2024) ont mobilisé 1,7 Md€ et abouti à la sélection de 22 projets, équivalent à 3,9 GW de capacités d'électrolyse, sans lauréat français en raison de l'absence de reconnaissance de l'hydrogène électrolytique bas-carbone sur cette période.

Avec l'adoption de l'Acte Délégué Bas Carbone en novembre, l'hydrogène bas-carbone est inclus dans la troisième enchère, lancée en décembre 2025. Dotée de 1,3 Md€, cette enchère distingue des fenêtres dédiées à l'hydrogène renouvelable et bas-carbone et inclut un volet spécifique pour les usages maritime et aérien. Elle est par ailleurs complétée par le mécanisme d'Auction-as-a-Service, dont se sont saisies l'Allemagne (1,3 Md€) et l'Espagne (415 M€) pour soutenir des projets nationaux non retenus au niveau européen.

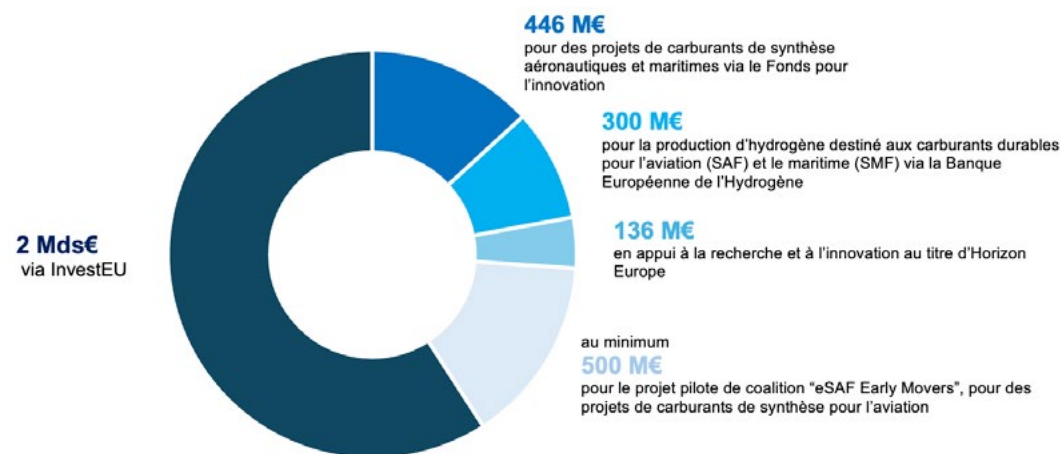
Sur la période 2023 – 2025, la Banque européenne de l'hydrogène représente un volume cumulé de plus de 3,3 Mds€ de soutien européen à la production d'hydrogène.

Sustainable Transport Investment Plan (STIP), un plan d'investissement pour les transports durables

Présenté par la Commission européenne en décembre, le STIP soutient le déploiement des carburants renouvelables et bas-carbone dans les transports, y compris l'hydrogène et ses dérivés. Il confirme le maintien des objectifs européens applicables (notamment ReFuelEU Aviation) et indique que les mesures prévues devraient permettre de mobiliser au moins 2,9 Mds€ d'ici fin 2027.

Le plan met également en évidence le besoin de mise en relation entre producteurs et acheteurs (mécanisme de double enchère), d'allégement des charges administratives pesant sur les opérateurs aérien et maritime, et de renforcement des partenariats internationaux afin de soutenir le développement des capacités de production tout en garantissant des conditions de concurrence équitables.

Figure 2
Investissements prévus dans le cadre du STIP



Connecting Europe Facility (CEF), des mécanismes pour l'interconnexion

Les mécanismes pour l'interconnexion énergie et transports (CEF-E et CEF-T) financent les projets de production, d'usage et de transport d'hydrogène au sein de l'Union européenne, particulièrement ceux qui complètent les liaisons transfrontalières manquantes, suppriment les goulets d'étranglement et déploient des systèmes à l'échelle de l'Union européenne.

Le CEF-E concerne en particulier les Projets d'Intérêt Commun et les Projets d'Intérêt Mutuel labellisés dans le cadre d'un règlement européen révisé en novembre 2025⁸. **En janvier 2025, 41 projets européens ont été soutenus à hauteur de 1,25 Md€ pour la réalisation d'études**, parmi lesquels les infrastructures de transport BarMar H2 Med (28 M€), HY-FEN (15 M€), RHYn (3,5 M€) et le projet de production Emil'HY (20 M€).

1.2.3. FINANCEMENTS DES ÉTATS MEMBRES

Reflète d'une dynamique internationale qui s'accélère, les mécanismes publics de soutien à l'hydrogène se sont également renforcés à l'international en 2025. Le nombre de mécanismes désormais opérationnels a progressé en Europe et à l'international, et une part de financement de projets plus importante a été attribuée en 2025 par rapport à 2024, d'après l'AIE. **Selon le dernier rapport de l'AIE, 32 Mds€ ont été annoncés à travers le monde, dont 90 % par l'Europe, le Japon, la Corée du Sud, l'Australie et le Canada.** 114 instruments de structuration de la demande – équivalent à 18 Mds€ – auraient enregistré une avancée en 2025 et plusieurs mécanismes ont lancé la deuxième phase de leur programme de financement, notamment au Royaume-Uni, en Inde et au Japon. L'Europe concentre près de 80 % des subventions annoncées ou mises à jour sur la période.

8. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401041

Parmi les financements européens structurants figurent notamment :

◆ **700 M€ aux Pays-Bas** pour 11 projets (programme OWE) ;

◆ **350 M€ en Allemagne** pour la production de carburants de synthèse.

◆ **634 M€ en Pologne** pour 315 MW de capacités de production soutenues ;

◆ **1,7 Mds€ en Espagne** pour sept vallées hydrogène et les projets espagnols labellisés PIIEC Hy2Use ;

◆ **994 M€ en Italie** pour le PIIEC Hy2Infra ;

Figure 3

Exemples de financements européens structurants et de subventions allouées aux acteurs français pour des projets européens

Plusieurs de ces dispositifs ont bénéficié à des acteurs français :

◆ **En Suède**, Lhyfe a obtenu 11 M€ du programme Klimatklivet pour son projet de 10 MW à Vaggeryd.

◆ **Au Royaume-Uni**, quatre projets portés par Hynamics et Lhyfe ont été retenus lors de la deuxième phase du mécanisme britannique (HAR2) ;

◆ **Aux Pays-Bas**, le projet ELYgator d'Air Liquide (200 MW) a été soutenu dans le cadre du programme OWE ;

◆ **En Espagne**, le projet eM-Numancia d'Elyse Energy a été sélectionné dans le cadre de l'Auction-as-a-Service de la Banque européenne de l'hydrogène, avec 43,9 M€ d'aide ;

2

La demande

traduit le retard pris dans le déploiement des mécanismes réglementaires pour la période 2030 - 2040

En France, l'hydrogène décarboné est un levier de décarbonation et de souveraineté (diminution des dépendances fossiles, réindustrialisation) incontournable pour plusieurs secteurs : des secteurs historiquement consommateurs (production d'engrais, raffinage...), des secteurs où son utilisation intervient dans un procédé alternatif (sidérurgie) et de nouveaux secteurs stratégiques (production de carburants de synthèse aériens et maritimes, fret routier).

Toutefois, les conditions technico-économiques actuelles et l'absence d'une valorisation adaptée de la tonne de CO₂ aux conséquences économiques réelles du réchauffement génère un défaut de compétitivité qui entrave son développement. Dans ces conditions, le développement de la demande d'hydrogène décarboné dépend donc essentiellement de mécanismes réglementaires. Pour la phase d'amorçage, des mécanismes réglementaires ne reposant pas sur les finances publiques visent à créer des débouchés pour les premiers actifs à échelle industrielle à horizon 2030 et à stimuler le développement de nouveaux projets après 2035.



Cette seconde partie propose une estimation de la demande à horizon 2040, stimulée par des politiques publiques.

Pour cela, France Hydrogène a évalué l'impact de l'ensemble des politiques publiques françaises et européennes, et des propositions institutionnelles – en particulier la création de marchés pilotes bas-carbone – qui pourraient s'appliquer aux segments de marché de l'hydrogène. Ainsi, la demande estimée est une demande réglementaire qui agrège :

- Une part « certaine » créée par le règlement ReFuelEU Aviation en vigueur
- Une part « probable » générée par des mécanismes dont les textes et dimensionnements sont en cours de définition et peuvent encore évoluer, à savoir le mécanisme français d'Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants (IRICC)
- Une part « potentielle », qui repose sur la mise en place de mécanismes défendus par France Hydrogène comme les marchés pilotes

Pour les catégories « probable » et « potentielle », un scénario « bas » et un scénario « haut » ont été établis pour encadrer leur potentiel compte tenu des négociations en cours sur le calibrage de certaines politiques pour la première catégorie et des hypothèses de parts de marché de la France au niveau européen pour la seconde catégorie.

Ainsi, pour la demande « probable » :

- Le scénario « bas » considère uniquement les valeurs indiquées dans les textes déjà définis (ex : l'IRICC est considéré dans sa version mise en consultation⁹). En l'absence de données post-2035, la demande est considérée constante à 2040.
- Le scénario « haut » considère les trajectoires proposées par France Hydrogène dans sa réponse à consultation¹⁰ ou d'autres organismes pertinents ayant tenus des travaux prospectifs de référence (ex : RTE, Feuille de route décarbonation du maritime)

Pour la demande « potentielle » :

- Les scénarios considèrent les demandes potentielles agrégées au niveau européen en tenant compte d'une demande « haute » et « basse » pour chaque marché, puis appliquent des hypothèses de parts de marché « hautes » et « basses » pour évaluer la demande au niveau français spécifiquement¹¹.

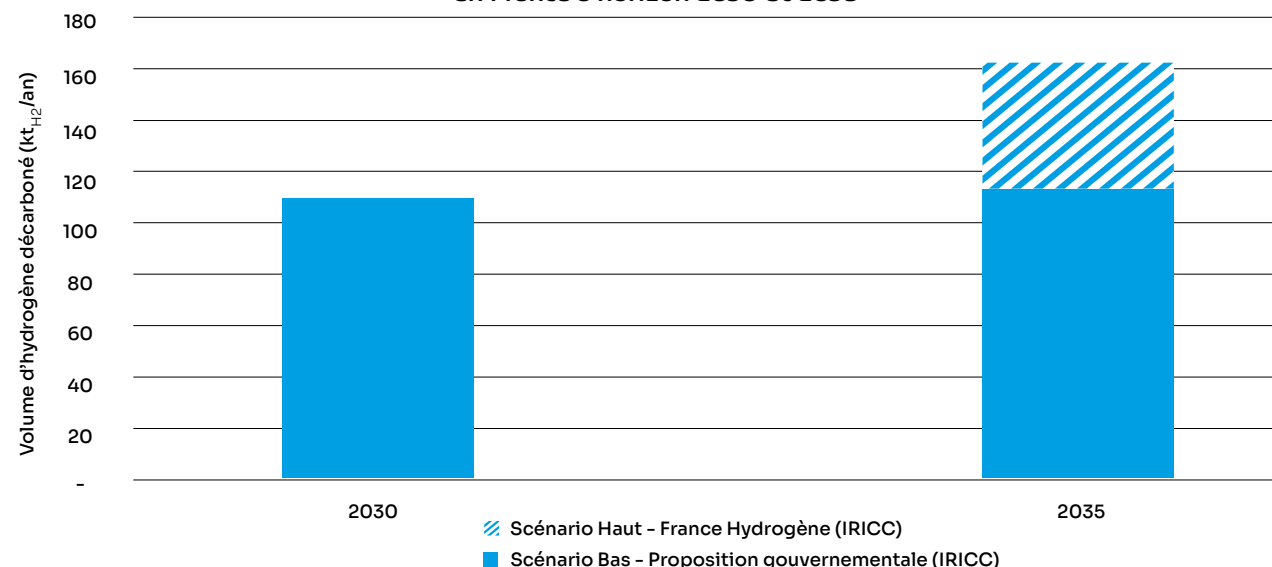
Si les politiques publiques jouent un rôle clé pour l'amorçage de la demande, elles n'ont pas vocation à porter l'intégralité de l'offre en réponse aux besoins réels du marché. Une comparaison de la demande réglementaire estimée avec les objectifs définis dans la SNH 2 permet néanmoins d'objectiver et qualifier leur dimensionnement au regard de la cible de déploiement proposée par le gouvernement.

2.1. USAGES INDUSTRIELS EXISTANTS

2.1.1. RAFFINAGE

La demande en hydrogène décarboné pour le secteur du raffinage découle du mécanisme d'IRICC. Ce texte, qui vient se substituer à l'actuelle Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Énergies Renouvelables dans les Transports (TIRUERT), transpose les objectifs fixés par la 3^e Directive sur les Énergies Renouvelables (RED III) aux fournisseurs de carburants de 5,5% d'incorporation d'hydrogène RFNBO (carburants renouvelables d'origine non biologique) et de biocarburants avancés dans l'énergie fournie au secteur des transports.

Figure 4
Demande réglementaire en hydrogène décarboné dans le secteur du raffinage en France à horizon 2030 et 2035



9. <https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/consultation-sur-le-projet-de-mecanisme-incitant-a-a3174.html>

10. [Réponse à consultation sur le mécanisme d'IRICC, France Hydrogène, 2025](#)

11. À notre connaissance, il n'existe à date pas d'estimations de marchés pilotes pour ces secteurs pour la France et la part respective de chaque pays sur ces marchés pilotes est incertaine

Pour se conformer à ces obligations et éviter des pénalités dissuasives, substituer par de l'hydrogène décarboné l'hydrogène fossile actuellement utilisé dans les raffineries pour des procédés de désulfuration de carburants constitue le moyen le plus efficace pour les industriels pour atteindre leurs quotas d'hydrogène décarboné. A ce titre, l'appel d'offres lancé en 2023 par TotalEnergies pour la fourniture de 500 kt_{H₂}/an sur ses raffineries européennes, dont 200 étaient sécurisées en mars 2025¹², et la construction des premiers grands projets d'électrolyse (>100 MW) dans ce secteur (cf. partie 5.3) confirment les besoins du secteur pour se conformer aux réglementations européennes.

En conséquence, comme le montre la figure 4, au regard des quotas figurant dans la proposition gouvernementale actuelle, la demande « probable » en hydrogène décarboné du secteur du raffinage est évaluée à 110 kt_{H₂}/an à 2030 et 2035 (scénario bas). Comme le propose France Hydrogène dans sa réponse à consultation¹³, la mise en place d'un quota d'hydrogène plus ambitieux à l'horizon 2035 pourrait générer une demande en hydrogène pour le secteur du raffinage de 160 kt_{H₂}/an à 2035 (scénario haut), correspondant à décarbonation complète de l'hydrogène raffinage en France. Ce quota plus élevé est par ailleurs indispensable pour tirer le développement des carburants de synthèse maritimes et de la mobilité routière hydrogène, également couverts par l'IRICC.

Par ailleurs, si le marché du raffinage constitue le principal marché d'amorçage de l'hydrogène décarboné jusqu'en 2035, l'électrification des transports – et la baisse liée des volumes de

bioliquides à raffiner – crée néanmoins une incertitude sur les besoins réels en hydrogène du secteur post-2035. Cette perspective ouvre des possibilités de réaffectations futures de volumes d'hydrogène décarboné vers les autres usages de l'hydrogène couverts par l'IRICC, en particulier la production de carburants maritimes de synthèse, souvent co-localisés avec les raffineries sur les zones industrielo-portuaires.

2.1.2. SIDÉRURGIE ET PRODUCTION D'AMMONIAC

Pour les autres secteurs industriels qui appellent un besoin en hydrogène décarboné pour atteindre leurs objectifs de décarbonation – production d'engrais, chimie et sidérurgie – la directive RED III dans son volet Industrie prévoit un objectif d'utilisation de 42% d'hydrogène RFNBO en 2030 et 60% en 2035, sur la totalité des volumes d'hydrogène consommés par l'industrie dudit État membre (hors raffinage). Elle prévoit par ailleurs un objectif alternatif de 80% d'hydrogène non-fossile dans l'industrie à 2035 pour les États (comme la France) ne souhaitant pas limiter la décarbonation de leur hydrogène aux seuls RFNBO.

Plusieurs points rendent l'application de cette réglementation complexe et peu incitative pour stimuler une demande significative d'hydrogène décarboné :

- L'obligation, qui porte sur les États membres et pas sur les consommateurs d'hydrogène, avec des objectifs non-contrainants, crée peu d'incitation à l'atteinte des objectifs ;

- La difficulté de mesurer et suivre les flux de production et de consommation d'hydrogène à l'échelle nationale rendent incertains le suivi et l'évaluation de l'atteinte des objectifs (cf. bulle « Incertitudes du marché de l'hydrogène fossile ») ;
- L'incertitude concernant les exemptions possibles pour les installations de production d'ammoniac, structurantes dans le calcul des objectifs, fragilisent potentiellement la réglementation

Au-delà de ces insuffisances réglementaires, ces secteurs historiques doivent conjuguer enjeux de décarbonation et concurrence internationale forte sur des marchés qui reposent aujourd'hui sur des ressources en énergies fossiles bon marché (gaz, charbon). Avec des marchés de produits décarbonés (engrais, plastiques, acier) insuffisamment structurés, les surcoûts de production liés à l'utilisation d'hydrogène décarboné ne sont pas répercutables sur le prix final (ex : un acier bas-carbone a une valeur quasi-similaire à un acier carboné) car l'utilité finale est la même entre le produit carboné et décarboné. Ce point confirme d'ailleurs l'absence de prise en compte de la valeur réelle de la tonne de CO₂ mentionnée en introduction de ce chapitre et le besoin de définir d'autres modes de compensation.

Pour ces secteurs, la création de marchés pilotes verts (cf. encart « Le marché pilote vert, ou clean lead market ») constitue donc le levier principal pour assurer les débouchés aux produits décarbonés et créer la demande amont d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone.

12. https://www.bfmtv.com/economie/entreprises/energie/hydrogene-vert-totalenergies-espere-completer-ses-choix-d-appvisionnement-d-ici-fin-2026_AD-202503190118.html

13. <https://www.france-hydrogene.org/magazine/consultation-publique-sur-le-mecanisme-iricc/>

LE MARCHÉ PILOTE VERT, OU CLEAN LEAD MARKET

Un marché pilote vert est un secteur qui se voit appliquer des normes de décarbonation contraignantes ou incitatives – ex : application de quotas d'utilisation pour certains intrants (e.g hydrogène décarboné) ou réduction des émissions de la production du produit final – dans le but d'engager les acteurs du secteur à s'approvisionner en intrants à faible contenu carbone. En donnant une profondeur de marché à la production bas-carbone desdits intrants, les normes imposées au secteur aval permettent la structuration des filières bas-carbone de l'amont.

INDUSTRIAL ACCELERATOR ACT

2025 a vu le lancement de la consultation européenne sur l'Industrial Accelerator Act, initiative législative s'inscrivant dans le cadre du Clean Industrial Deal. L'analyse d'impact associée à cette initiative examine plusieurs leviers destinés à soutenir l'émergence de marchés pilotes bas-carbone.

Elle prévoit notamment l'introduction de critères de durabilité et de résilience, et pour certains secteurs stratégiques, de critères de contenu européen minimal, applicables aux marchés publics et à certains segments de la commande privée, afin de favoriser la demande pour des produits industriels bas-carbone tout en garantissant la cohérence avec les autres initiatives législatives et les engagements internationaux de l'Union européenne.

L'initiative explore également des mesures visant à promouvoir les produits industriels à faible intensité carbone, incluant la possibilité de créer des labels européens. À ce titre, la Commission européenne prévoit le développement d'un label volontaire pour l'acier, fondé sur les données du système d'échange de quotas d'émission (ETS) et s'appuyant sur la méthodologie

du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM). L'analyse d'impact prend par ailleurs en compte des incitations à l'utilisation d'intrants bas-carbone, tels que le carbone capté et valorisé, la biomasse durable ou les déchets recyclés.

Ces mesures doivent viser des marchés finaux commercialisés sur le Marché unique européen pour éviter les stratégies de contournement via l'importation de produits finis auxquels n'auraient pas été appliquées les contraintes européennes sur le verdissement des composants.

Certains marchés pilotes verts existent d'ores et déjà dans plusieurs secteurs. Aussi, dans le secteur des carburants durables d'aviation, le règlement européen ReFuelEU Aviation prévoit des cibles d'incorporation de carburants de synthèse aérien.

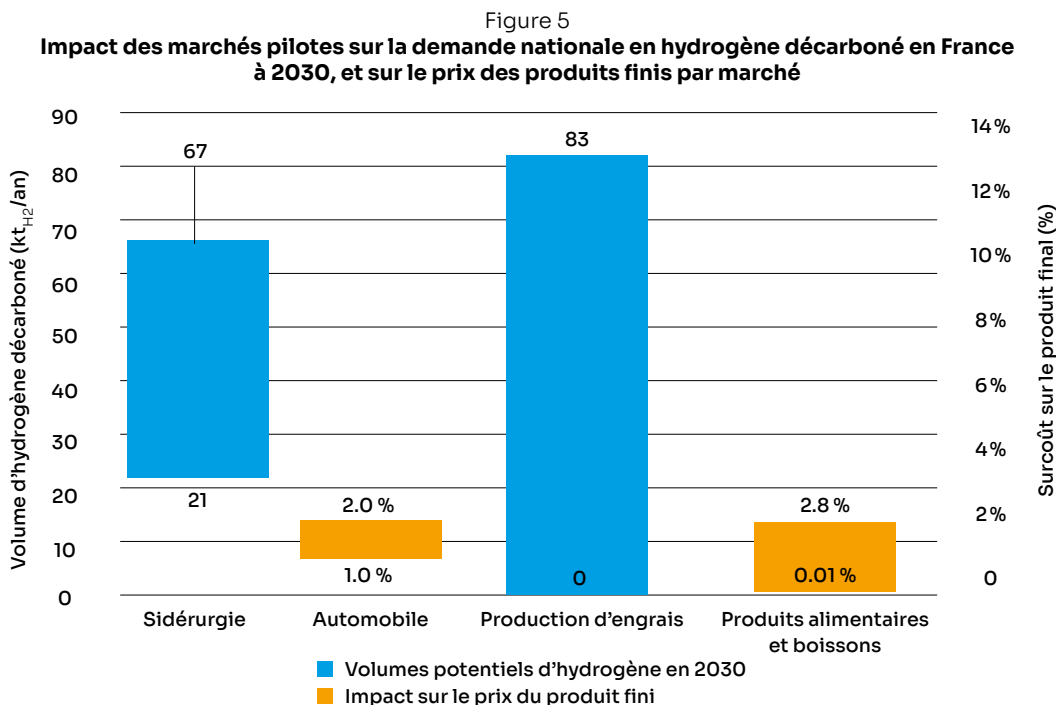
RÉVISION DE LA RÉGULATION SUR LES NORMES D'ÉMISSIONS CO₂ DES VÉHICULES

En décembre 2025, la Commission a publié une proposition d'amendement des normes d'émissions CO₂ des véhicules dans le cadre de son « Paquet automobile ». Si cette révision est adoptée, les constructeurs automobiles pourraient bénéficier d'une dérogation plafonnée à 7% de l'objectif zéro-émission s'ils ont recours à de l'acier bas-carbone dans les véhicules mis sur le marché venant compenser, sous forme de crédits, ces émissions supplémentaires. Cette logique est innovante, car elle repose sur des réductions d'émissions amont (scope industriel).

La définition de l'acier bas-carbone devra toutefois être précisée afin d'établir les volumes que pourraient représenter cette flexibilité. Sous réserve d'une définition exigeante et ciblée, cet amendement des normes d'émissions de CO₂ des véhicules pourrait constituer un premier marché pilote pour l'acier primaire bas-carbone produit en Europe.

Les secteurs de la sidérurgie et de l'ammoniac disposent de marchés pilotes à fort potentiel.

En effet, l'utilisation d'hydrogène décarboné en amont impacte de façon négligeable le prix de certains produits finaux et les tailles de ces marchés appellent d'importants volumes d'hydrogène décarboné, dont les estimations sont détaillées ci-dessous et représentées sur la figure 5.



Sidérurgie

Les scénarios de demande « bas » et « haut » (valeurs inférieures et supérieures), correspondent à une taille de marché européen d'acier produit par minerai de fer pré-réduit (DRI) de 0,5 Mt à 1 Mt et d'une part de marché française de 8 à 13%.

L'analyse réalisée par France Hydrogène montre que l'introduction sur le marché automobile d'un quota de 50% d'acier décarboné à 2030, produit exclusivement à partir d'hydrogène décarboné, pourrait créer une demande d'hydrogène décarboné de 20 à 70 kt_{H2}/an à 2030, de 30 à 100 kt_{H2}/an à 2035 et 40 à 130 kt_{H2}/an à 2040, pour un surcoût de seulement 1 à 2 % sur le prix final de la voiture.

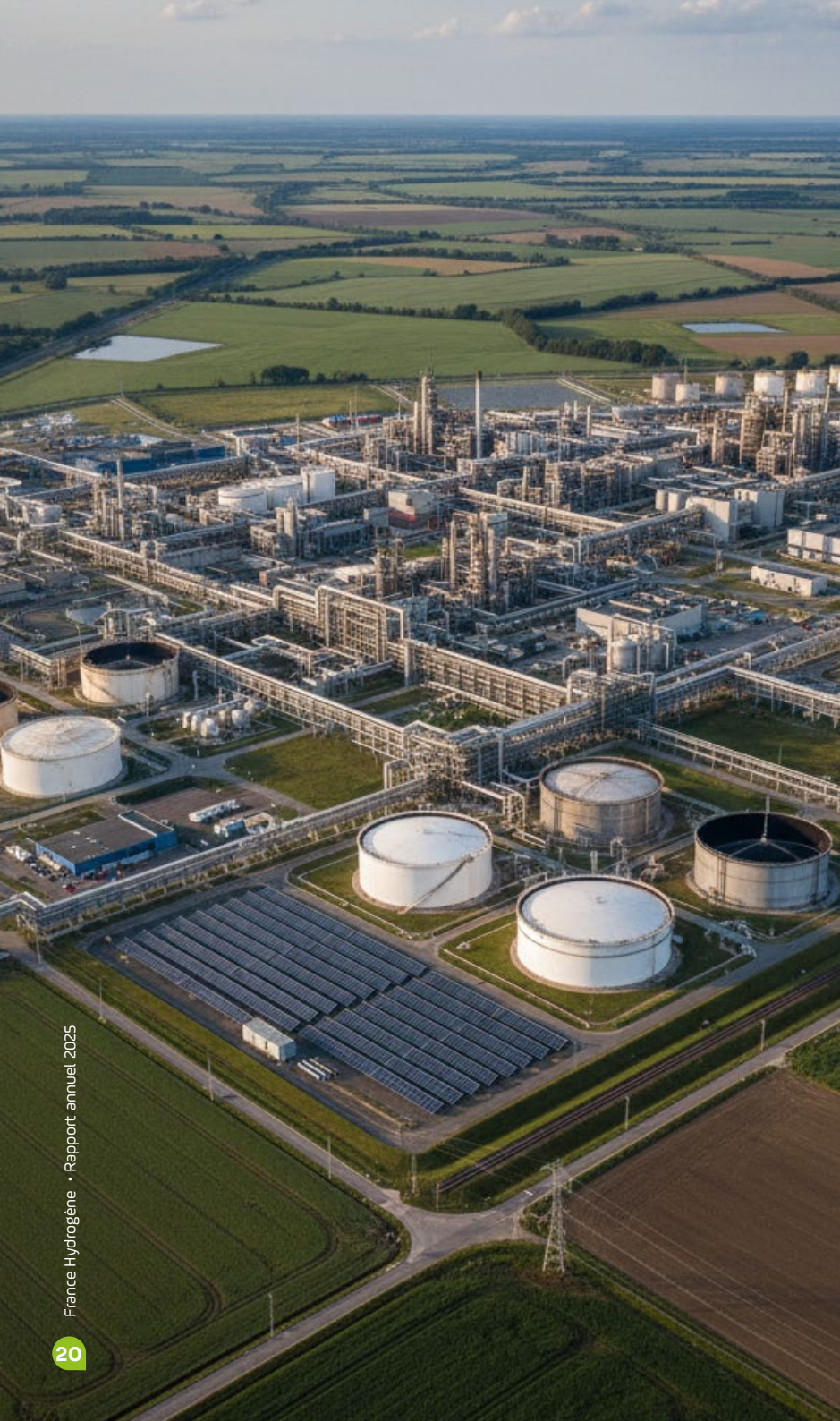
Ammoniac

Pour les engrais, le scénario de demande « bas » ne considère pas de marché pilote pour tenir compte de la difficulté de régulation du marché « Food & Beverage » : quota nul, volumes d'hydrogène décarboné nuls.

Le scénario « haut » considère l'introduction de quotas de 50% d'engrais décarbonés à 2030 pour certaines cultures (blé, colza, maïs, raisin, orge et houblon). La demande en hydrogène décarboné pour produire ces engrais représenterait alors jusqu'à ~80 kt_{H2}/an à 2030, 125 kt_{H2}/an à 2035 et 170 kt_{H2}/an à 2040, pour un surcoût maximal de 3% sur des produits finaux ciblés comme les pâtes, le vin et la bière.

À noter que les évaluations d'impact sur le prix des produits finaux de ces marchés pilotes sont en phase avec les résultats de l'étude détaillée réalisée par PwC et Hydrogen Europe sur ces deux secteurs¹⁴.

14. [Hydrogen Europe & PwC, 2025](#)



INCERTITUDES DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE FOSSILE

Les objectifs d'incorporation d'hydrogène du volet industrie de la directive RED III s'appuient sur des volumes de production et de consommation d'hydrogène fossile annuels nationaux qui varient fortement selon :

Les modes de production : à dessein (ex : vaporeformage) ou co-produit dans un procédé tiers (ex : vapocraquage ou électrolyse chlore-soude)

Les modes de consommation : produit, co-produit et consommé par une seule et même entreprise sur le site de production ou vendu à un ou plusieurs consommateurs

La modulation de la production (pleine capacité ou capacité sous-exploitée) pour ajuster la production à la demande et aux aléas économiques (exemple : la crise du gaz en 2022 a conduit à la mise à l'arrêt d'installations de vaporeformage).

Ces facteurs expliquent les divergences entre les évaluations existantes : RTE évalue la production d'hydrogène à $900 \text{ kt}_{\text{H}_2}/\text{a}$ en 2019 là où les statistiques du gouvernement l'évaluent à $240 \text{ kt}_{\text{H}_2}$ en 2024¹⁵ - les années de référence n'expliquent à elles seules pas ces écarts.

Par ailleurs, depuis 2019, les crises successives liées au COVID-19 et à la hausse des prix du gaz ont également eu des répercussions majeures sur la consommation d'hydrogène fossile, impactant en conséquence les

capacités de production. Les trois exemples (non-exhaustifs) qui l'illustrent ci-dessous laissent présager d'une diminution structurelle de la consommation d'hydrogène fossile dans les secteurs historiques par rapport à 2019 :

Raffinage : l'arrêt des activités de pétrochimie (vapocraqueur) d'Exxonmobil à Port-Jérôme annoncée en 2024 et la récente annonce de reprise par North Atlantic avec une réorientation vers la production de biocarburants reconfigurent les besoins locaux en hydrogène décarboné.

Ammoniac : l'annonce en début d'année 2025 de la fermeture de LAT Nitrogen à Grandpuits avec la potentielle mise à l'arrêt d'une importante capacité de production d'hydrogène fossile en France engendre une forte baisse de la production et de la consommation d'hydrogène fossile dans le secteur, ce site représentant près de 30% de la production française d'engrais en France.

Chimie : l'annonce de la liquidation judiciaire de Vencorex a bouleversé le marché de l'hydrogène carboné sur la plateforme de Pont-de-Claix et a impacté la production d'hydrogène d'Air Liquide, la co-production par électrolyse chlore-soude d'Arkema sur la plateforme de Jarrie, et les besoins futurs en hydrogène décarboné.

15. [L'hydrogène, SDES, 2025](#)

2.2. NOUVEAUX USAGES DÉCARBONÉS

2.2.1. CARBURANTS DE SYNTHÈSE AÉRIENS

Les réglementations européennes ont fixé d'importants objectifs de décarbonation et de réduction d'émissions des transports. Entré pleinement en vigueur au 1^{er} janvier 2025, le règlement ReFuelEU Aviation impose des obligations d'incorporation de carburants d'aviation durables (SAF, en anglais) aux distributeurs de carburants, à la maille de chaque aéroport, avec une sous-obligation spécifique pour les carburants de synthèse (e-SAF). Assorti de fortes pénalités en cas de non-respect des obligations (jusqu'à deux fois le différentiel de coût avec le carburant conventionnel), **ce règlement crée dans chacun des pays de l'Union européenne une demande en e-SAF dès 2030.**

Or, la production de carburants de synthèse aérien (e-kérosène) requiert la combinaison d'hydrogène avec du CO₂. **Le besoin en e-SAF appelle donc indirectement mais nécessairement un besoin en hydrogène décarboné pour sa production.**

Deuxième consommateur de kérosène fossile dans l'Union européenne après l'Allemagne, la France se positionne comme un consommateur majeur d'e-kérosène à l'horizon 2030. Suivant la répartition de la consommation actuelle en kérosène, concentrée à 80% dans les aéroports franciliens (Paris Charles-de-Gaulle et Orly¹⁶), la demande devrait à moyen terme se concentrer autour de l'Île-de-France.

Les obligations en e-SAF imposées par ReFuelEU Aviation pour la France s'élèvent à 100 kt/an à 2030, 430 kt/an à 2035 et 880 kt/an à 2040. Comme représenté sur la figure 6, **ces volumes d'e-SAF appellent pour leur production un besoin en hydrogène décarboné de 55 kt_{H₂}/an à 2030, près de 250 kt_{H₂}/an à 2035 et plus de 500 kt_{H₂}/an à 2040.**

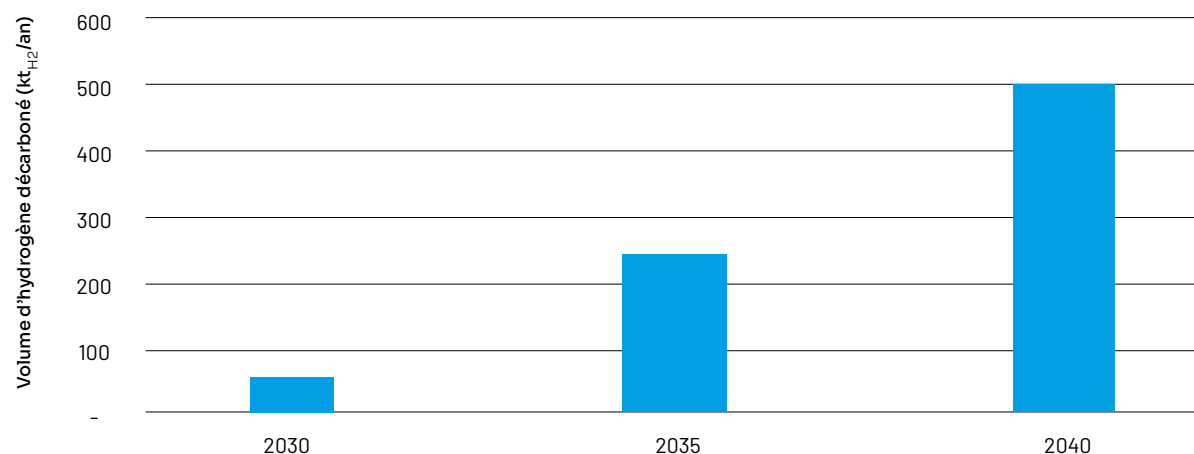
16. NaTran, 2025

17. <https://www.imo.org/fr/mediacentre/hottopics/pages/faqs-the-imo-net-zero-framework.aspx>

Le maintien des mandats ReFuelEU Aviation est capital pour donner la visibilité aux utilisateurs et aux producteurs d'e-SAF et doit absolument être préservé pour réduire ce risque marché. Pour autant, ce cadre efficace de création de demande ne doit pas être considéré comme autoportant pour lancer le marché. Pour prendre des décisions

finales d'investissement, les producteurs d'e-SAF doivent sécuriser des contrats de vente sur le long terme, ce qui nécessite la mise en place d'un mécanisme ad hoc, et ce dès 2026-2027 pour que les premiers projets soient mis en service en 2030. Ce point est détaillé dans la partie 5.1 du présent rapport.

Figure 6
Scénario de demande réglementaire nationale en hydrogène décarboné pour répondre aux obligations ReFuelEU Aviation sur la période 2030 - 2040 (kt_{H₂}/an)



2.2.2. CARBURANTS DE SYNTHÈSE MARITIMES

Dans le secteur maritime, le règlement européen FuelEU Maritime, qui fixe des objectifs de réduction d'émissions à la maille de chaque navire sans imposer le recours à des carburants de synthèse, est insuffisant pour dessiner une demande claire. Au niveau international, le report du vote du *Net-Zero Framework* de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) en octobre 2025¹⁷ retarde également la mise en place d'un cadre structurant pour décarboner le secteur et indirectement consolider une demande en e-carburants maritimes au niveau mondial.

C'est au niveau français que le levier réglementaire est à date le plus efficace pour créer une demande française en e-carburants, au travers de l'IRICC. **En imposant aux distributeurs de carburants fossiles un quota progressif d'utilisation d'hydrogène décarboné et de ses dérivés, ce mécanisme incite à la distribution d'e-carburants maritimes.**

Comme représenté sur la figure 7, le mécanisme dans sa forme actuelle – scénario « bas » tiré de la proposition gouvernementale – pourrait générer **une demande en hydrogène décarboné de ~50 kt_{H₂}/an à 2030 et ~56 kt_{H₂}/an à 2035**, sans proposer de vision au-delà de 2035 (la valeur à 2040 est par hypothèse considérée égale à 2035).

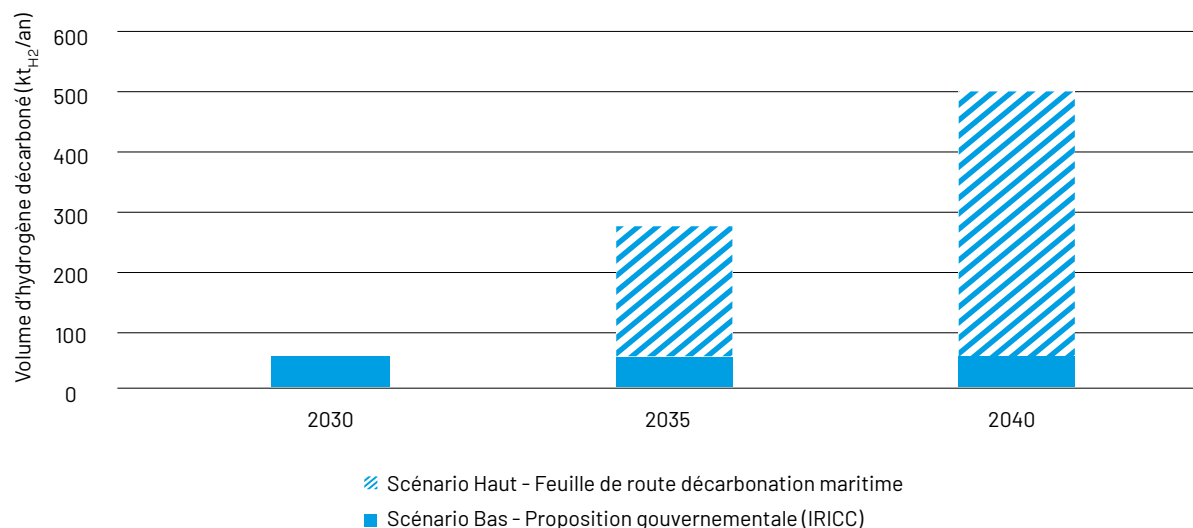
Or, en novembre 2024, dans le cadre de la révision de la feuille de route de décarbonation du secteur maritime¹⁸, le gouvernement et les associations sectorielles ont évalué le besoin en carburants de synthèse pour le secteur maritime français à 1,6 TWhPCI à 2030, 8 TWhPCI à 2035 et 15 TWhPCI à 2040, tous types de e-carburants confondus (e-méthanol, e-ammoniac, e-GNL, hydrogène direct...). En prenant l'hypothèse que l'ensemble de ce besoin soit sous forme d'e-méthanol, sa production nécessiterait **un volume d'hydrogène décarboné de près de 50 kt_{H₂}/an à 2030, 260 kt_{H₂}/an à 2035 et 500 kt_{H₂}/an à 2040**, représenté par le scénario « haut » sur la figure 7.

Le différentiel entre ces deux scénarios de demande met en évidence un sous-dimensionnement majeur entre le projet gouvernemental et les besoins réels du secteur après 2030.

Compte tenu des temps de développement des projets de production et des délais d'adoption par les armateurs, les besoins de ce marché vont connaître une forte croissance sur la décennie 2030-2040. Pour ces usages qui appellent des investissements long terme, **étendre la trajectoire du mécanisme jusqu'en 2040 offrirait la visibilité sur la demande nécessaire au secteur pour développer la production de ces e-carburants maritimes (cf. partie 5.2).**

Sous dimensionné, le principal mécanisme régulateur de demande risque d'offrir un soutien insuffisant aux e-carburants et de faire reposer la décarbonation du secteur sur des carburants dont le potentiel de décarbonation est physiquement limité (fossiles : GNL ; biocarburants). **Aussi, France Hydrogène appelle le gouvernement à mettre l'IRICC en cohérence avec la feuille de route de décarbonation du transport maritime.**

Figure 7
Scénarios de demande en hydrogène décarboné pour le secteur maritime en France entre 2030 et 2040



18. [Scénario de décarbonation de référence du secteur maritime national](#)

2.2.3. MOBILITÉ ROUTIÈRE

La SNH 2 réaffirme la pertinence de la mobilité hydrogène pour des usages qui requièrent une longue autonomie, des temps de recharge rapides, un maintien de la charge utile et des besoins énergétiques spécifiques (changement de température, dénivelé). Si les progrès technologiques des batteries offrent des autonomies importantes et une amélioration du rendement, l'étude au cas par cas des besoins des réseaux de transports publics, des transporteurs et chargeurs, et des conditions d'exploitation de leurs véhicules est nécessaire pour évaluer la pertinence des solutions hydrogène, comme l'explique l'ADEME¹⁹.

En imposant une part de quotas d'hydrogène dans les transports, l'IRICC est un levier structurant pour développer la demande en hydrogène décarboné de la mobilité routière et réduire le prix de l'hydrogène à la pompe, essentiel à la compétitivité des solutions hydrogène.

Comme illustré sur la figure 8, sur la base de la proposition gouvernementale de l'IRICC (scénario « bas ») et du Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE²⁰ (scénario « haut »), **la demande en hydrogène décarboné de la mobilité routière représente 25 kt_{H₂}/an à 2030 et entre 30 et 140 kt_{H₂}/an à 2035.**

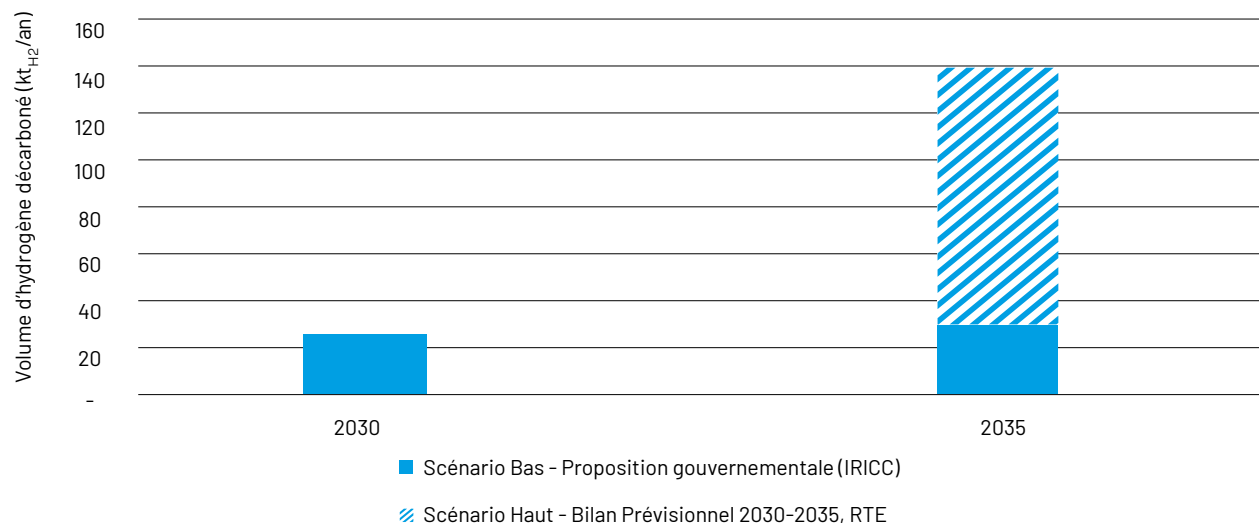
En plus du prix à la pompe, le coût des véhicules est un paramètre dimensionnant pour comparer les différentes solutions de mobilité (électrique à batterie, hydrogène, GNV, etc.). Celui-ci reste aujourd'hui élevé pour la technologie hydrogène, faute d'une production à l'échelle. En effet, la baisse du coût des véhicules repose en partie sur la mise en place de chaînes de production de véhicules et d'équipements associés (piles à combustible ou moteurs, réservoirs, etc.) qui visent à produire des volumes suffisamment importants pour atteindre les seuils critiques qui permettent de réduire les coûts et lancer le marché.

Atteindre ces seuils nécessite la création d'une demande d'amorçage que seule l'Union européenne est en mesure d'offrir, pour donner la visibilité aux constructeurs et les encourager à développer leurs offres de véhicule hydrogène, à l'instar de la Corée et de la Chine qui développent leurs marchés nationaux.

En septembre 2025, la Commission européenne a présenté une **initiative législative relative aux flottes d'entreprise (« Clean Corporate Fleets »)** qui vise à créer un signal de demande en faveur des véhicules zéro-émission par l'introduction d'obligations de verdissement applicables à certains acteurs privés et publics. La proposition de règlement publiée en décembre limite son champ aux véhicules légers des flottes d'entreprise. **Une éventuelle extension future du dispositif aux poids-lourds zéro-émission figurerait la création d'un marché structurant pour ce type de véhicules.**



Figure 8
Scénarios de demande nationale en hydrogène décarboné pour la mobilité routière à 2035 en kt_{H₂}/an



19. [Rendement de la chaîne hydrogène, ADEME, 2020](#)

20. [Bilan prévisionnel à 2035, RTE, 2024](#)

2.3. SYNTHÈSE DE LA DEMANDE À 2040

Si les politiques publiques sont amenées à évoluer dans la décennie 2030 – 2040, leur analyse à date dans les différents secteurs d’usages permet d’établir pour chacun une estimation de la demande en hydrogène décarboné, intégrant un degré d’incertitude relatif à leurs statuts respectifs (adoptée, prévue ou envisagée) (cf. figure 9). La demande totale en hydrogène décarboné, évaluée entre 260 et 390 kt_{H₂}/an à 2030, entre 470 et 890 kt_{H₂}/an à 2035 et entre 730 et 1 650 kt_{H₂}/an en 2040, affiche une augmentation d’un facteur 3 à 6 sur la décennie 2030-2040.

Une comparaison de cette estimation avec les besoins en hydrogène décarboné établis dans la SNH 2 apporte un éclairage sur l’avancement

et le potentiel de la filière dans chaque secteur.

La SNH 2 évalue le besoin en hydrogène décarboné à 2030 entre 320 et 520 kt_{H₂}/an, dont 150 à 180 kt_{H₂}/an dans le secteur des transports (tous segments confondus : aérien, maritime, routier), 115 à 150 kt_{H₂}/an dans le raffinage, et 55 à 190 kt_{H₂}/an dans le reste de l’industrie (sidérurgie, engrais et chimie).

Ainsi :

- Dans le raffinage, secteur le mieux régulé à date, l’IRICC couvre entre 75 et 95% des besoins du secteur à 2030, avec un différentiel allant jusqu’à 40 kt_{H₂}/an.
- Dans les transports, la version actuelle de l’IRICC accuse un déficit de 20 à 50 kt_{H₂}/an pour répondre aux besoins des secteurs maritime et routier définie dans la stratégie révisée, eux-mêmes sous

dimensionnés au regard des besoins potentiels de ces secteurs (cf. partie 2.2). Compte tenu du temps de développement des projets, ce déficit à 2030 est acceptable si la trajectoire IRICC est corrigée après 2030 pour s’aligner sur les objectifs 2035 de la SNH 2.

- Dans l’industrie, aucun mécanisme existant ne permet de créer ou stimuler la demande. La mise en place de marchés pilotes, qui pourrait créer une demande correspondant à 80% des besoins du secteur à 2030, nécessite une mobilisation politique urgente, au niveau national comme européen.

Si le règlement ReFuelEU Aviation est un outil réglementaire indispensable au démarrage de la filière – devant néanmoins être complété par la mise en place d’un contrat pour la différence sur les eSAF –, l’IRICC et les marchés pilotes constituent des vecteurs de croissance indispensables pour la demande d’hydrogène décarboné.

Seuls une adoption, une mise en place rapide et un dimensionnement à la hauteur des enjeux de décarbonation et de souveraineté des secteurs qu’ils couvrent, feront de ces mécanismes des leviers de développement de l’hydrogène en France.

En l’état, les politiques publiques de demande ne suffisent pas à créer la demande en hydrogène décarboné établie par le gouvernement dans la stratégie française à 2030 pour l’ensemble des segments de marché, à l’exception de l’aérien (figure 10).

Dans les transports, cette insuffisance du cadre est acceptable si elle s’accompagne d’un recalibrage de la trajectoire IRICC après 2030, en cohérence avec les objectifs de la SNH 2 et des feuilles de route de décarbonation sectorielles. Dans l’industrie (sidérurgie, engrais, chimie), une mobilisation politique urgente est requise pour mettre en place les marchés pilotes.

Figure 9

Évolution de la demande nationale réglementaire en hydrogène décarboné en France sur la période 2030-2040 par scénario (bas et haut)

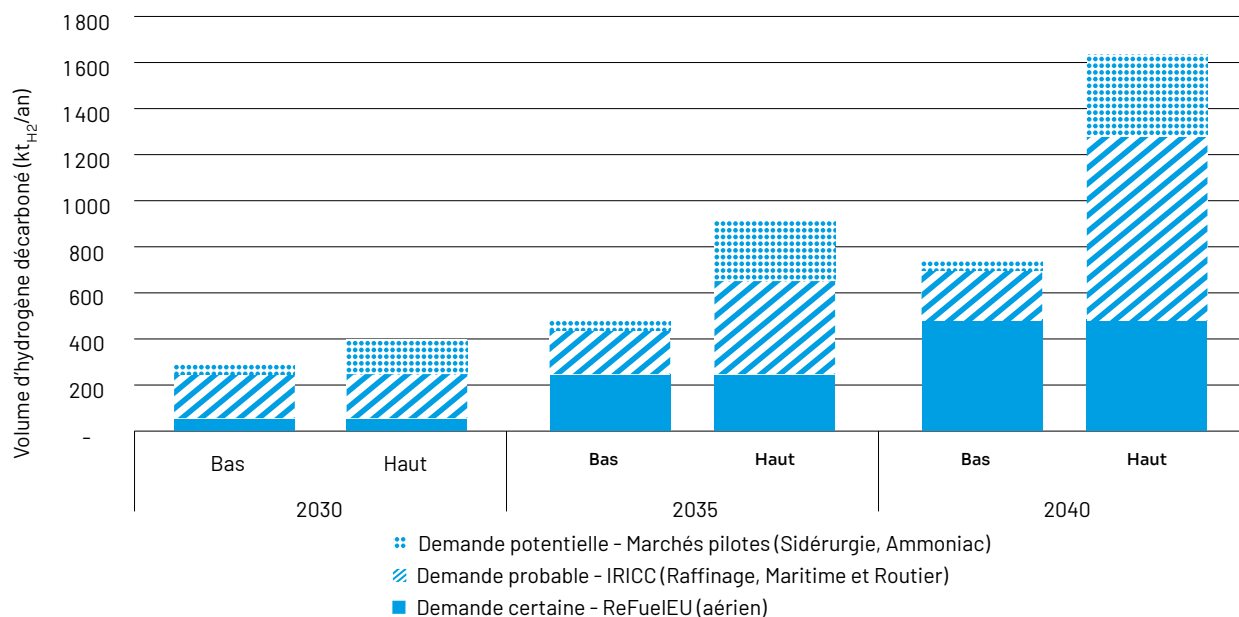


Figure 10
Comparaison de la demande réglementaire nationale par politique publique avec la demande évaluée par la SNH 2 à 2030

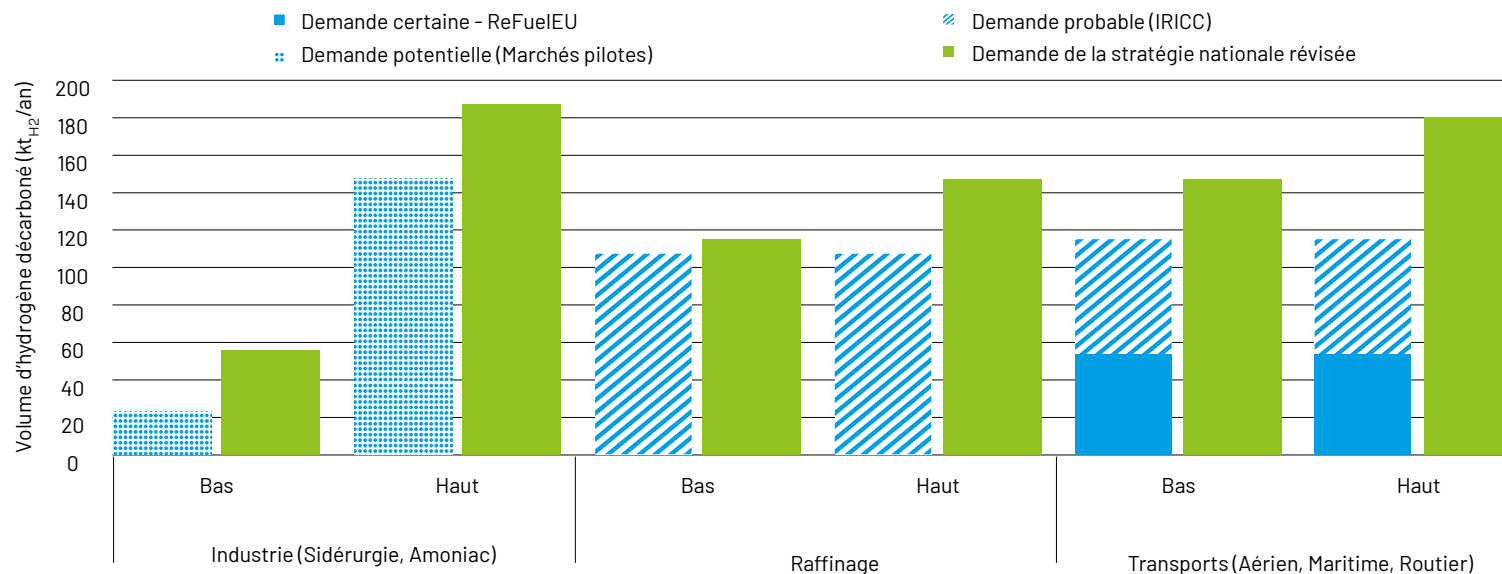
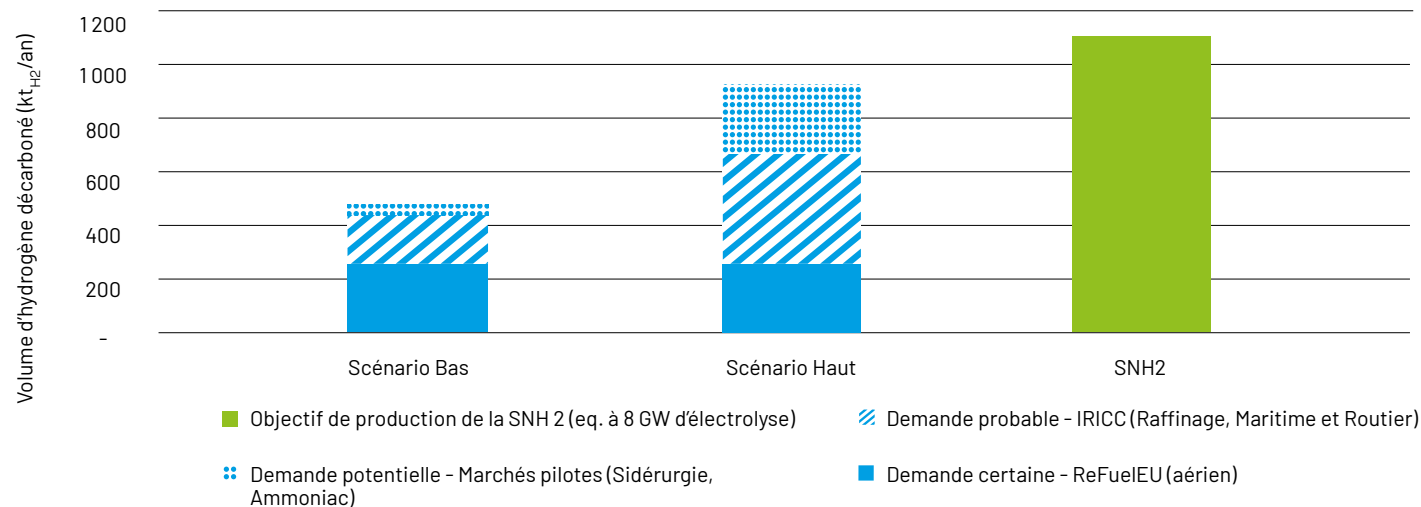


Figure 11
Comparaison de la demande nationale réglementaire par politique publique avec les objectifs de la SNH 2 à 2035

Les outils de structuration de la demande peuvent et doivent être dès aujourd'hui dimensionnés en cohérence avec les objectifs de la SNH 2 à 2035 - le décalage qui se profile pour cet horizon, est majeur (figure 11). En l'état des politiques publiques actuelles, la demande couverte ne représente que 40% des objectifs de la SNH 2 à 2035. Un bon dimensionnement permettrait de rehausser la couverture des besoins à 80%, soit un signal suffisant pour embarquer les projets tout en assurant la libre-concurrence entre les acteurs.



3

L'offre de production

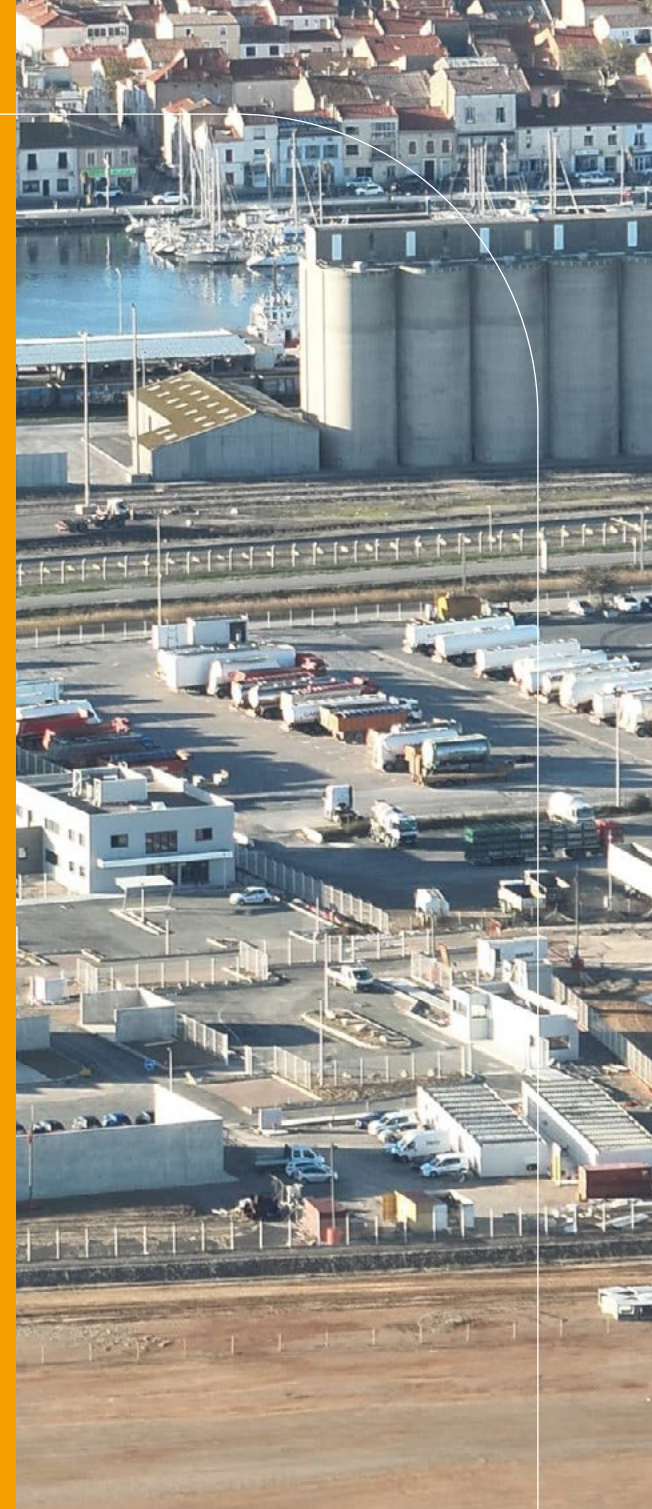
témoigne de la dynamique industrielle

Le niveau de production d'hydrogène décarboné constitue un indicateur structurant du degré de maturité industrielle de la filière et les perspectives de production reflètent sa capacité à atteindre les objectifs fixés dans la SNH 2. Cette partie dresse un état des lieux consolidé des capacités de production d'hydrogène décarboné en France, en distinguant les volumes projetés par mode de production et par niveau d'avancement des projets²¹. Au-delà des volumes agrégés, c'est également la dynamique industrielle sous-jacente qui y est qualifiée par l'évolution des tailles unitaires des électrolyseurs, la diversification des usages adressés et la dynamique des acteurs français sur les marchés internationaux.

À date, la capacité de production est de 1 100 kt_{H₂}/an à 2035, principalement portée par l'électrolyse de l'eau. En effet, la maturation de la filière se traduit par un passage à l'échelle des projets d'électrolyse, qui voient leur capacité installée totale multipliée par deux. La capacité unitaire des électrolyseurs progresse quant à elle rapidement, et atteint les 20 MW en 2025.

Sur le portefeuille de projets actuels, seuls 4 % ont dépassé le stade de la FID, équivalent à une production de 34 kt_{H₂}/an. Si les 91 projets recensés à date se hissent à la hauteur des objectifs de la SNH 2, leur concrétisation nécessite de débloquer les décisions finales d'investissement. L'ampleur et la rapidité de la dynamique de FID d'ici 2030 dépendront de la réunion de trois conditions déterminantes : la continuité du soutien public, la mise en place de politiques de structuration de la demande et la planification cohérente des infrastructures.

À titre d'exemple, les 4 projets soutenus par l'appel à projets « FEED Carb Aero » feraient monter le niveau des projets ayant passé le stade de la FID à 15%, équivalent à une production de 170 kt_{H₂}/an.



3.1. CAPACITÉ DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ À 2030-2035

En 2025, la dynamique de projets évolue – en lien avec la progression de la filière sur la courbe d'apprentissage et le développement de sa maturité industrielle. De nouveaux projets ont été annoncés sur la période, comme le projet ElyFos (100 MW) d'Air Liquide dans la zone de Fos-sur-Mer – nés des premiers retours d'expérience de projets similaires à destination du secteur du raffinage (ex : Normand'Hy en France, Elygator aux Pays-Bas). Cette nouvelle vague de projets succède à la mise en service des projets pionniers sur des marchés régulés et à la démonstration de leur répliquabilité.

À date, on recense 91 projets de production d'hydrogène décarboné en fonctionnement ou en projet en France sur tout le territoire (cf. figure 12), pour une capacité de production annuelle de 900 kt_{H₂}/an à 2030 et 1 100 kt_{H₂}/an à 2035.

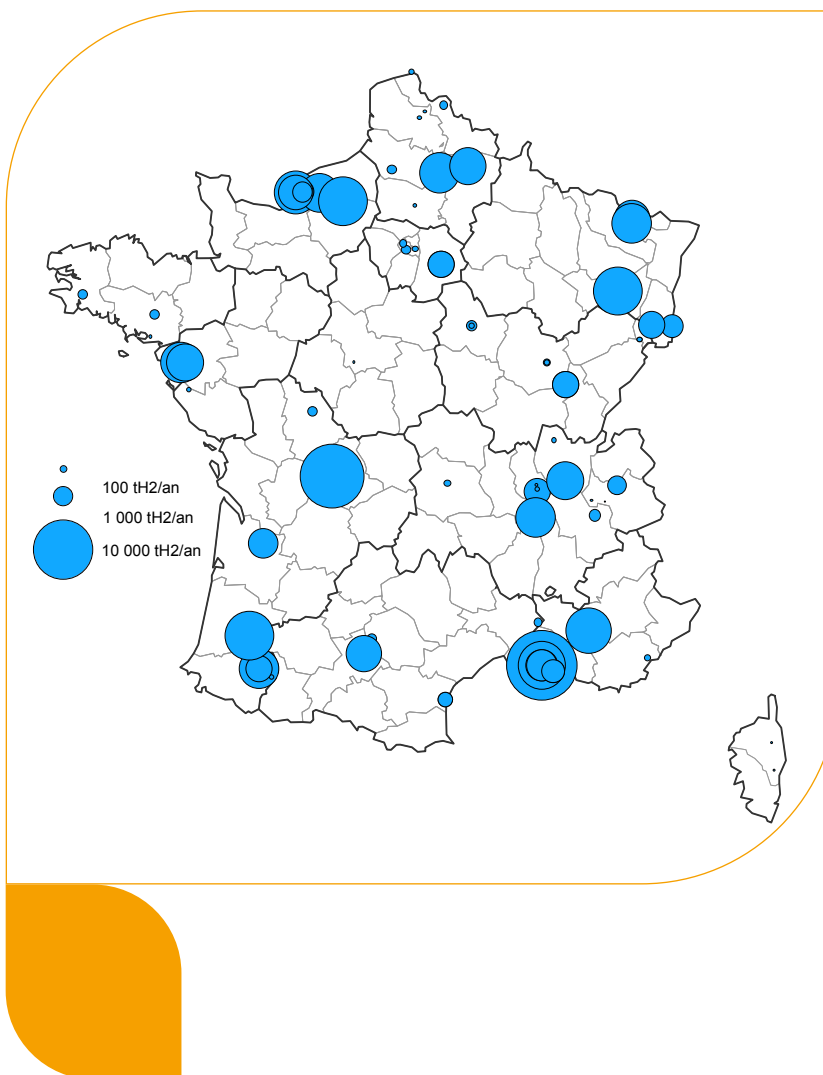
Sur l'ensemble des projets, près de 90% des volumes d'hydrogène décarboné proviennent d'une production par électrolyse de l'eau. Les 10% restants sont partagés entre le vaporeformage de biogaz ou avec captage de carbone et la co-production par électrolyse chlore-soude, représentant près de 130 kt_{H₂}/an (cf. figure 13).

La capacité de production des projets à l'horizon 2030 repose sur l'hypothèse d'une mise en service à la date prévisionnelle annoncée par les porteurs de projets, en considérant leur capacité maximale. Compte tenu des retards observés dans le cadre réglementaire et les dispositifs de soutien, ainsi que des délais de construction et de la montée en charge progressive des installations, il est vraisemblable qu'une part significative de ces projets entre en exploitation entre 2030 et 2032.

Du fait de l'abandon de certains projets, tel que le projet d'ArcelorMittal à Dunkerque pour la production d'acier²², la capacité de production d'hydrogène décarboné en projet est de près de 900 kt_{H₂}/an à 2030, en baisse de 25% par rapport à la capacité en projet recensée en 2022²³.

À l'horizon 2035, l'émergence de projets industriels de seconde génération conduiront potentiellement à une offre plus importante, mais encore inconnue en volumes. En raison de l'incertitude sur les volumes qui seront annoncés et les dates de déploiement de ces projets, France Hydrogène fait le choix de ne présenter que l'offre connue dans la suite de ce rapport. **Ainsi, sur la base du portefeuille de projets à date, la capacité de production d'hydrogène décarboné s'élève à 1 100 kt_{H₂}/an à l'horizon 2035.**

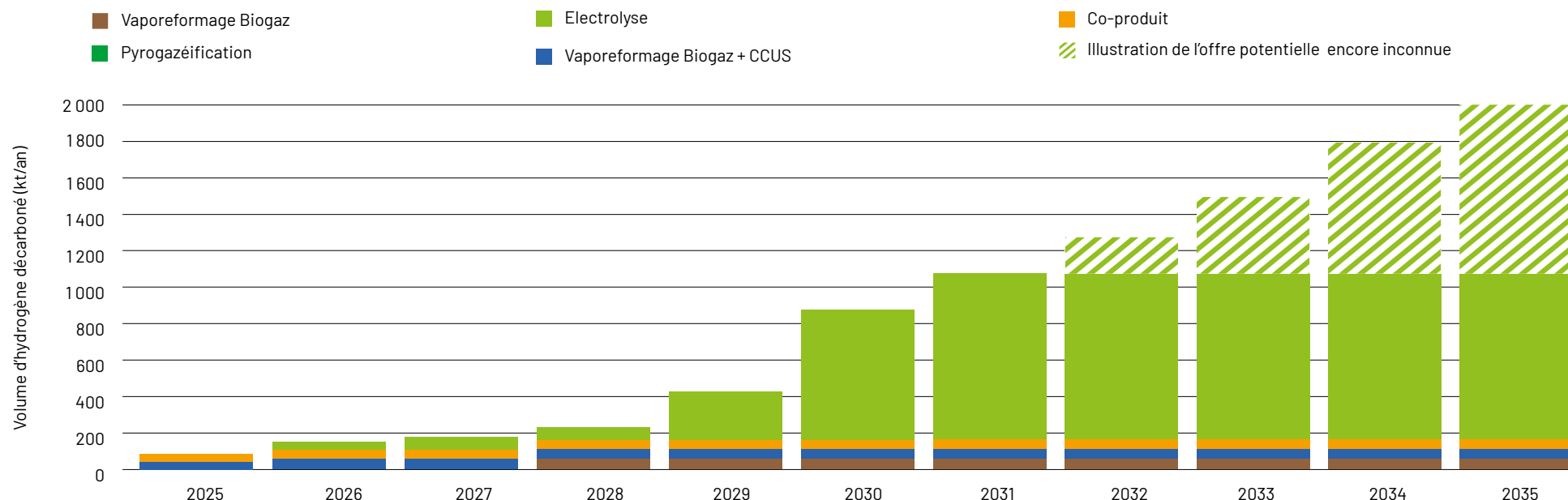
Figure 12
Capacité des projets de production d'hydrogène décarboné en France en t_{H₂}/an



22. <https://www.lopinion.fr/economie/arcelormittal-renonce-a-son-usine-a-lhydrogene-pour-decarboner-dunkerque>

23. *Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030, France Hydrogène, 2022*

Figure 13
Évolution de la capacité de production d'hydrogène décarboné en projet à 2035 en kt_{H₂}/an par voie de production



3.2. DYNAMIQUE DES PROJETS

3.2.1. AVANCEMENT DES PROJETS

La création d'un nouveau cadre réglementaire pour l'hydrogène décarboné et les temps d'adaptation des réglementations existantes et des mécanismes de financement sur la période 2020-2025 ont engendré des délais plus importants qu'anticipés, aboutissant à un décalage par rapport aux ambitions initiales.

En 2025, sur les 6,7 GW de capacité d'électrolyse en projet en France, **seuls 4% ont passé la décision finale d'investissement (FID)**, représentant 250 MW (cf. figure 14, hors installations en opération).

Ce faible ratio et l'absence de nouvelles annonces de FID en 2025 en France témoignent de difficultés

persistantes pour le financement des projets industriels, qui s'inscrivent dans une tendance européenne et internationale. Au niveau européen, Hydrogen Europe reporte que 3% de la capacité de production d'électrolyse est en construction²⁴ en 2025. Au niveau international, l'AIE évalue la part mondiale de projets de production d'hydrogène ayant passé la décision finale d'investissement à 5% pour la voie électrolytique²⁵ (9% en tenant compte des projets avec captage de carbone). Ainsi, le taux de FID français se situe dans la moyenne européenne et internationale.

La prise de décisions finales d'investissement sur ces projets dépendra de l'adoption rapide et du bon dimensionnement du cadre réglementaire sécurisant la demande dans les secteurs utilisateurs d'hydrogène et de ses dérivés. Le lancement de

l'appel d'offres pour le mécanisme de soutien à la production en décembre 2025, levier essentiel pour faire avancer ces projets et combler les écarts de coûts, complété par un cadre réglementaire qui se finalise avec l'adoption des Actes délégués, devrait contribuer à déverrouiller ces blocages et lancer les investissements.

Compte tenu du temps de déploiement des projets et de l'absence à date d'une bonne partie du cadre attendu, **l'atteinte de la cible des 4,5 GW dès 2030 est incertaine. Ce décalage est acceptable si le cadre arrêté en 2026-2027 pour la décennie à venir est cohérent avec l'objectif de déployer 8 GW d'électrolyse à 2035**, faisant du « quinquennat 2030-2035 » un moment d'accélération forte des mises en service et de rattrapage des objectifs.

24. [Clean Hydrogen Monitor 2025, Hydrogen Europe, 2025](#)

25. [Global Hydrogen Review 2025, AIE](#)

3.2.2. PROJETS EN OPÉRATION

Si le taux de décision finale d'investissement reste faible, la filière continue de progresser, comme l'illustre la figure 15. **Fin 2025, la capacité de production par électrolyse installée en France était de 50 MW avec un doublement de la capacité par rapport à 2024 (+26 MW)**, notamment grâce à la mise en service de l'électrolyseur de 20 MW de Qair à Port-la-Nouvelle en décembre dernier. En 2026, la capacité totale de projets en opération et en construction (ayant passé la décision finale d'investissement) sera portée à 300 MW, avec les mises en service des projets Normand'Hy (200 MW) d'Air Liquide à Port-Jérôme et de Lhyfe au Cheylas, représentant 250 MW supplémentaires.

À cette progression s'ajoute **l'augmentation de la capacité unitaire des électrolyseurs installés**. En effet, la capacité unitaire maximale des installations a continué de progresser depuis 2020 : elle était de 0,5 MW entre 2020 et 2022, 1 MW en 2023, 5 MW en 2024 et 20MW aujourd'hui.

En 2026, la mise en service du plus gros électrolyseur de type PEM²⁶ d'Europe (200 MW) en France met en lumière les atouts électriques français pour la production par électrolyse et marque aussi un nouveau stade de maturité industrielle pour cette voie de production, démontrant sa capacité à assurer une production massive pour répondre aux besoins de l'industrie.

Depuis 2020 et l'annonce de la stratégie nationale, ce sont plus de 25 projets de production par électrolyse qui ont émergé et sont aujourd'hui en opération (cf. figure 16). Ces premiers projets répondent aux besoins locaux de mobilité terrestre (bus, BOM, camions, trains), représentant des puissances de quelques MW.

Demain, les nouvelles capacités de production pour l'industrie et pour la production de carburants de synthèse s'intégreront sur l'ensemble du territoire (cf. partie 5), notamment dans les zones industrialo-portuaires.

Figure 14
Évolution de la capacité de production d'hydrogène décarboné par électrolyse en projet à 2035 en MW par niveau d'avancement de projet

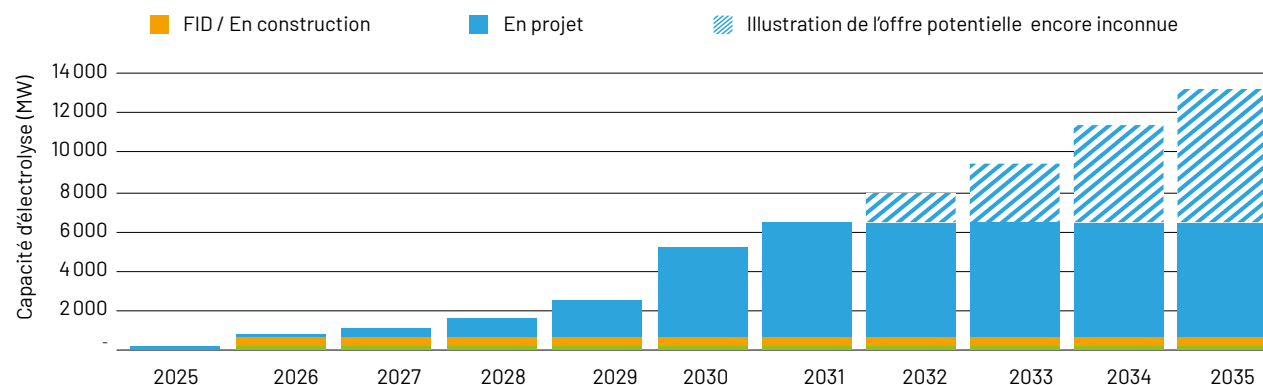
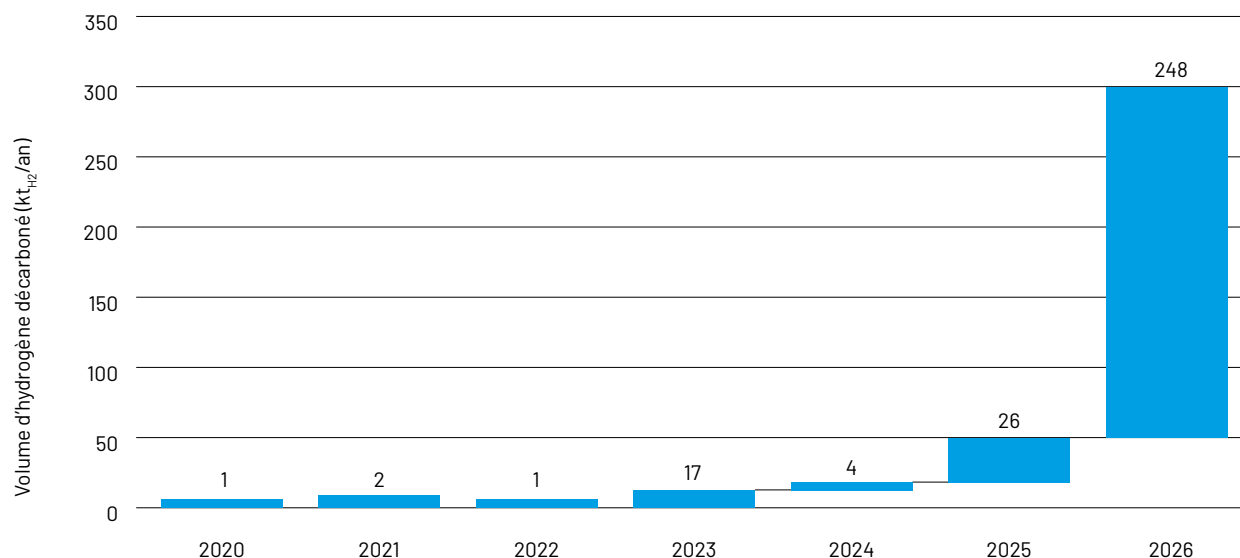
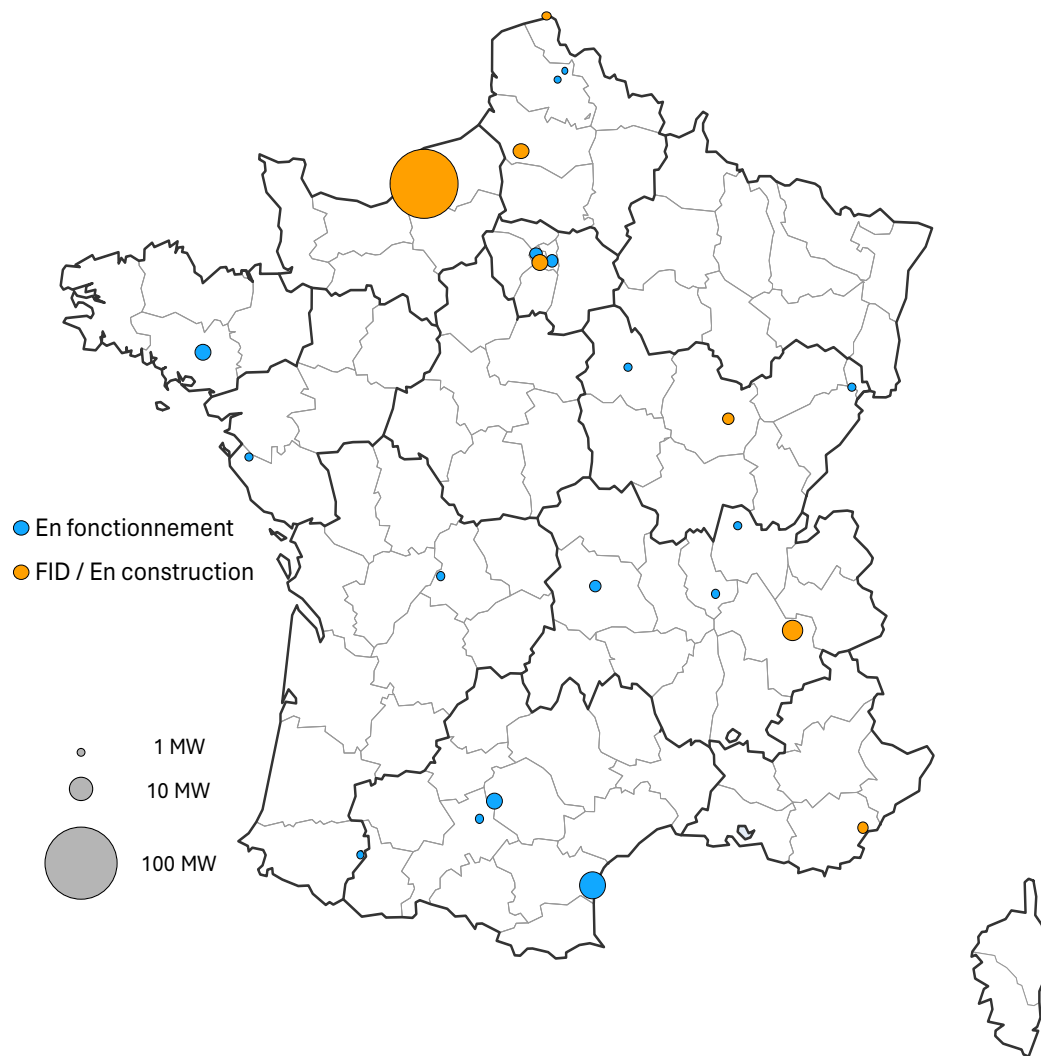


Figure 15
Évolution de la capacité d'électrolyse installée sur la période 2020 – 2026 en MW



26. Electrolyseur à Membrane Echangeuse de Protons

Figure 16
Cartographie des projets de production par électrolyse en opération et en construction (ou ayant passé la décision finale d'investissement, FID) en MW



3.2.3. FILIÈRE FRANÇAISE À L'INTERNATIONAL

Au-delà des projets en France, la filière française s'est aussi exportée à l'international. Sur un total de 19 projets développés par des entreprises françaises, 14 projets d'électrolyse sont en opération, portant la capacité installée à l'international par des entreprises française à 80 MW, soit 1,6 fois plus que la capacité installée sur le territoire.

Fin 2025, 280 MW de capacité d'électrolyse étaient en construction ou avaient passé la décision finale d'investissement, notamment portés par Air Liquide en Europe (cf. partie 1.2.3).

Ces données illustrent **le potentiel de croissance de la filière à l'international et sa capacité à adresser des marchés à l'étranger en complémentarité avec la production domestique.**



HYDROGÈNE GÉOLOGIQUE

Avec des projets présents dans une quinzaine de pays sur l'ensemble des continents, la filière de l'hydrogène géologique émerge à l'échelle mondiale sans toutefois disposer de modèle industriel solide.

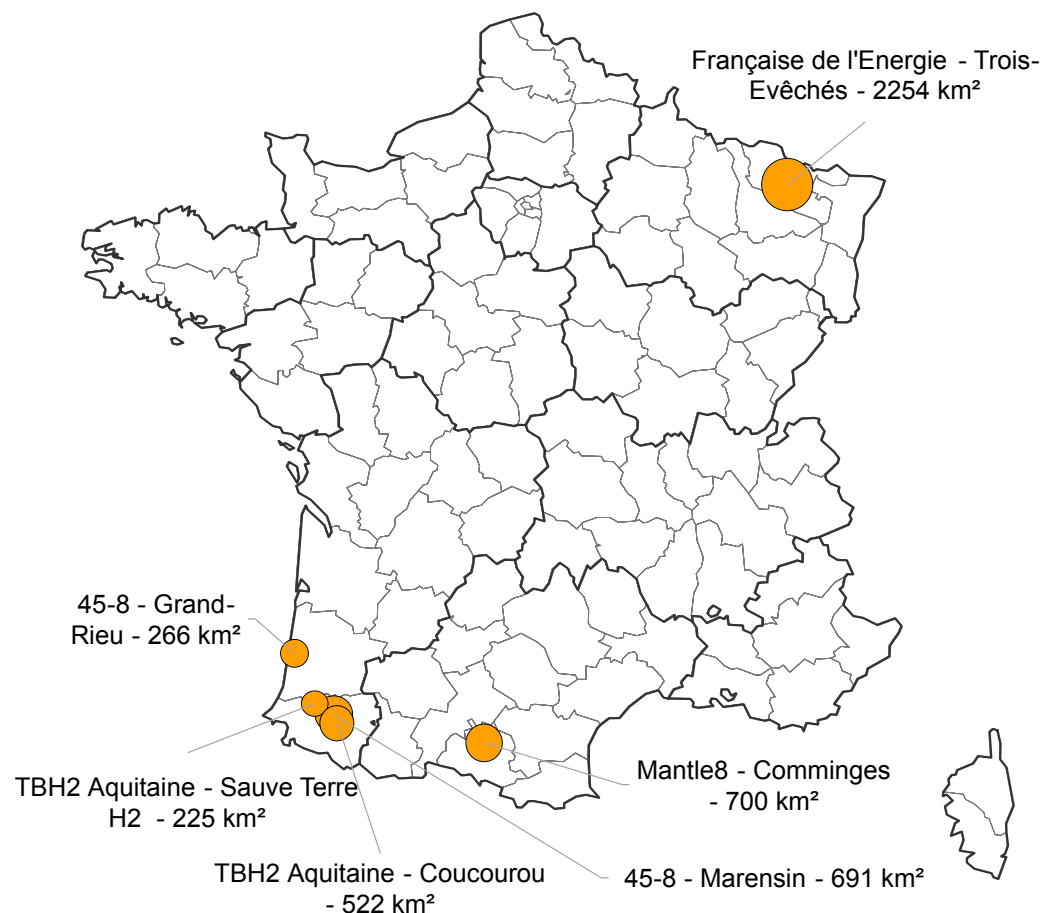
À date, seul le Mali dispose d'un puits avec une production commercialisée de 100 barils équivalent pétrole par an depuis 10 ans. A l'exception du champ de Bourakebougou, l'ensemble des projets sont en phase exploratoire plus ou moins avancée avec une commercialisation de la production incertaine avant 2030 selon l'AIE.

La France dispose d'un **contexte réglementaire favorable** : un code minier adapté à l'exploration de puits pour l'hydrogène, un accès aux données géophysiques qui pourrait être facilité dans le prochain projet de loi d'adaptation au droit de l'Union européenne (Ddadue), des réflexions sur l'adaptation de la fiscalité minière aux projets d'hydrogène natif.

Cette filière, par ailleurs reconnue dans la SNH 2, a fait l'objet d'une étude portant sur les ressources, l'exploitabilité en France, son intérêt économique et ses impacts environnementaux publiée par l'IFPEN en juin 2025.

A ce jour, **6 projets d'exploration d'hydrogène naturel sont recensés sur le territoire**. Parmi ces projets, 4 ont obtenu un Permis Exclusif de Recherche (PER), qui permet de conduire des travaux de recherche dans un périmètre donné et de disposer librement des produits extraits dans ce cadre, dont 3 délivrés en 2025²⁷. Par ailleurs, une première campagne de forage scientifique de 15 M€ a été lancée dans le cadre du projet REGALOR II pour quantifier la ressource du gisement lorrain et comprendre les mécanismes de formation de cet hydrogène naturel²⁸.

Figure 17
Projets d'exploration d'hydrogène naturel
en France - Surface d'exploration en km²



27. <https://www.storengy.com/fr/medias/actualites/hydrogene-naturel-storengy-et-45-8-energy-obtiennent-deux-permis>

28. <https://carnot-iceel.fr/regalor-ii/>

4

Les infrastructures hydrogène

conditionnent le positionnement de la France sur le marché européen de transport et stockage

La planification des infrastructures hydrogène est une condition clé du passage à l'échelle industrielle. Elle est déterminante pour déclencher les décisions finales d'investissement, maîtriser les coûts des projets et sécuriser l'approvisionnement des sites industriels. Disposer à l'avance de capacités de transport, de distribution et de stockage réduit les risques entre producteurs et consommateurs et permet de mutualiser les investissements. Cette planification doit également permettre de valoriser la flexibilité des électrolyseurs et du stockage et de limiter les coûts liés à la modulation du parc de production bas-carbone.

Enfin, les infrastructures hydrogène conditionnent le positionnement de la France sur le marché européen. Le développement de corridors reliant zones de production, ports et grands pôles industriels favorise l'intégration du système énergétique et ouvre des débouchés à l'export et à l'import. De façon complémentaire, pour desservir les industriels éloignés des grands corridors et des principaux hubs avec des solutions technico-économiques et des options de financement adaptées, la planification des infrastructures de distribution sera cruciale.

Cette partie dresse le panorama des projets de transport, de terminaux d'importation d'hydrogène et d'actifs de stockage souterrain.



4.1. TRANSPORT PAR PIPELINE

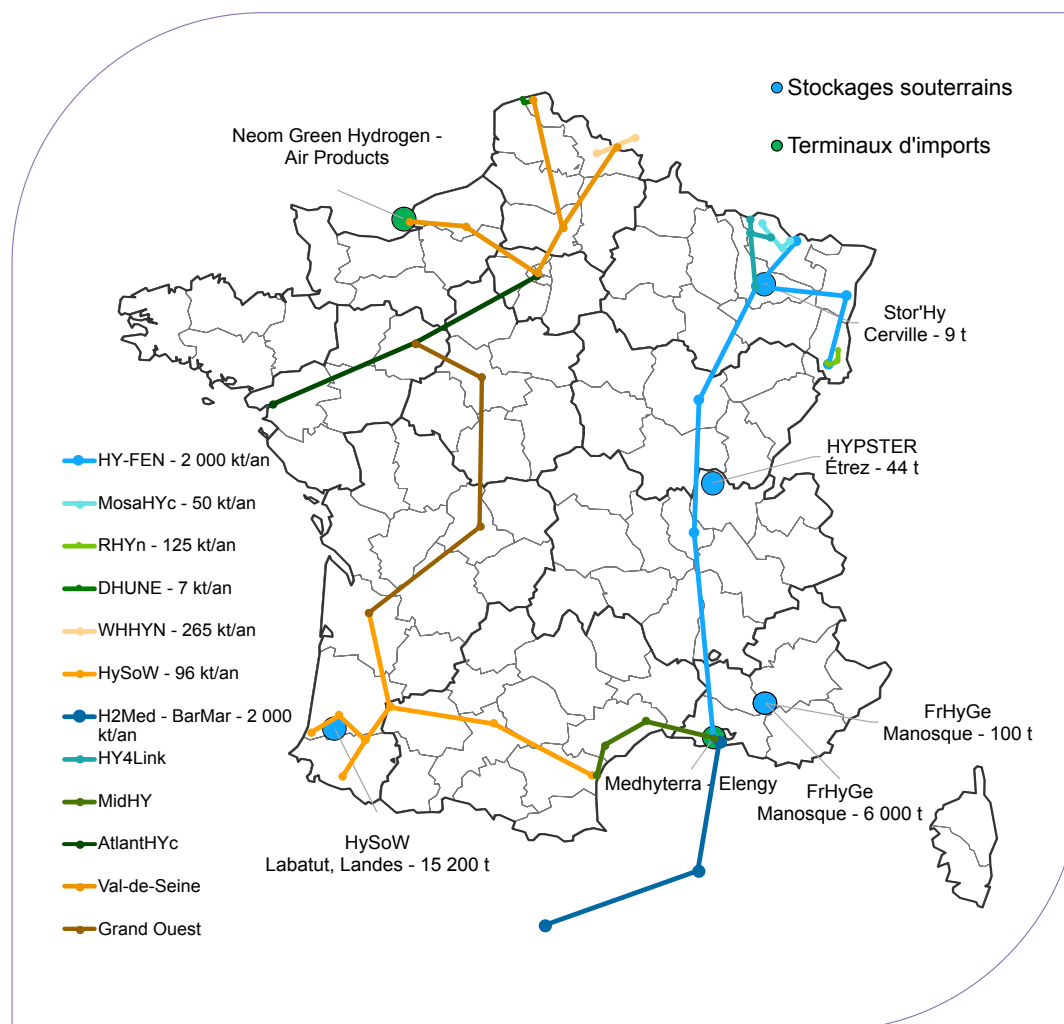
Sur la base des projets annoncés à date, près de **2 400 km de pipeline hydrogène sont prévus en France à 2030**, pour une capacité de transit de plus de **3 Mt_{H₂}/an**, notamment portés par les projets HyFen de Natran (1 200 km de pipeline, 2 Mt_{H₂}/an de capacité de transit) et HySow de Terega dans le Sud-Ouest (600 km, 1 Mt_{H₂}/an capacité de transit).

Le déploiement des projets d'électrolyse produisant d'importants volumes d'hydrogène nécessite le développement d'infrastructures de transport pour relier les producteurs aux consommateurs.

En 2022, la France comptabilisait plus de 300km de réseaux d'hydrogène « intra-hubs ». Dans la SNH 2, le gouvernement met l'accent sur le développement de ces infrastructures et pose un objectif de 500 km de réseau à 2030. Ces infrastructures, mutualisables entre nouveaux producteurs et consommateurs, sont dotées d'un potentiel de partage du risque qui permet de diminuer les coûts globaux du système. Par ailleurs, la connexion avec les stockages géologiques à proximité, lorsque disponibles, renforce la flexibilité des projets, la sécurité d'approvisionnement et *in fine* la compétitivité des industries consommatrices. A titre d'illustration, le stockage géologique de Manosque apportera une flexibilité à la zone de production consommation de Fos-sur-Mer.

La stratégie rappelle également la nécessité de développer un réseau de transport d'hydrogène « inter-hubs » nationaux. En reliant l'ensemble du territoire, cette infrastructure pourra contribuer à la flexibilité du système électrique (étude conjointe RTE-Natran²⁹) et à la sécurité d'approvisionnement par le foisonnement des producteurs nationaux d'hydrogène. Par ailleurs, à l'instar des réseaux gaziers, le réseau de transport d'hydrogène présente un potentiel de stockage complémentaire au stockage géologique en régulant la pression de transport selon les variations d'offre et de demande.

Figure 18
Cartographie des projets d'infrastructures de transport et de stockage géologique en France : hydrogénoducs, cavités salines et terminaux d'importation.



29. <https://www.natrangroupe.com/medias/actualites/infrastructures-hydrogene-electricite-etude-menee-grtgaz-rte-besoins>

Plus largement, en reliant des sites de production d'hydrogène compétitif dans le sud de l'Europe à des sites de consommation en Europe du Nord, **la France avec le réseau de transport « inter-hubs » est un maillon stratégique indispensable au développement d'un marché européen d'hydrogène décarboné à terme.**

En France, le transport de 50 kt_{H₂}/an transfrontalier sera possible dès 2027 avec la mise en service des 50 km de pipeline du réseau Mosahyc, premier et seul projet de transport à avoir passé la décision finale d'investissement à date en France.

Dans le sillage de la construction de ce pipeline transfrontalier, le producteur français Verso Energy a passé un contrat d'approvisionnement avec le sidérurgiste SHS allemand pour la fourniture de 6 kt_{H₂}/an, établissant ainsi le premier contrat d'approvisionnement long terme franco-allemand pour la fourniture annuelle d'hydrogène renouvelable. France et Allemagne ont par ailleurs réaffirmé leur engagement et soutien à la réalisation d'un corridor de l'hydrogène du Sud-Ouest, intégrant les projets H2 Med et HY-FEN, à l'occasion du 25^e Conseil des ministres franco-allemand en août 2025.

Dès 2032, la mise en service commerciale du pipeline H2 Med-BarMar, dont la phase d'étude technique a été validée en 2025³⁰, portera la capacité de transit à 5 Mt_{H₂}/an avec 600 km de pipeline supplémentaire entre l'Espagne et la France.

Marqueur d'une évolution des enjeux stratégiques liés aux infrastructures de transport d'hydrogène, le paquet réseau européen – particulièrement le cadre révisé des réseaux transeuropéens de l'énergie (RTE-E) mis en œuvre en 2025 – intègre désormais explicitement l'hydrogène parmi les vecteurs énergétiques d'intérêt européen. De cette façon, il reconnaît le rôle stratégique des infrastructures dédiées – réseaux, corridors et interconnexions

transfrontalières – dans l'atteinte des objectifs climatiques et industriels de l'Union. L'attribution du statut de Projet d'intérêt commun (PIC) ou de Projet d'intérêt mutuel (PMI) permet notamment l'éligibilité prioritaire à certains financements européens tels que les mécanismes pour l'interconnexion énergie et transport.

4.2. TERMINAUX D'IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE

Si, à date, l'approvisionnement en hydrogène des sites industriels à court et moyen terme repose massivement sur une production sur site ou à proximité, cette dernière pourrait être complétée par des importations d'hydrogène par voie maritime par transporteurs de gaz ou de produits chimiques dérivés de l'hydrogène, notamment l'ammoniac. Vecteur privilégié pour l'importation d'hydrogène, celui-ci nécessite l'installation d'unités de craquage d'ammoniac, à l'instar de celle inaugurée en 2025 par Air Liquide sur le port d'Anvers³¹ d'une capacité de 30 t/j.

En France, seuls deux projets de terminaux d'importations d'hydrogène par voie d'ammoniac bas-carbone sont en projet :

- Un projet porté par Air Products sur la zone portuaire du Havre, qui pourrait approvisionner la raffinerie de TotalEnergies de Gravenchon, dans le cadre d'un accord pour la fourniture de 70 kt_{H₂}/an au niveau européen, signé en 2024. L'ammoniac pourrait notamment provenir du site de production Neom en Arabie saoudite, d'une capacité de 2,2 GW, achevé à plus de 80%.
- Le terminal Medhyterra d'Elengy qui vise à importer jusqu'à 30 kt_{H₂}/an, avec une mise en service prévue à 2029.

Bien que ces capacités d'importations soient faibles au regard de la consommation envisagée sur l'ensemble du territoire, elles peuvent contribuer à répondre aux besoins des sites industriels situés à proximité. Par ailleurs, comme illustré sur la figure 18, reliés aux pipelines de transport d'hydrogène, ces terminaux pourraient approvisionner l'ensemble du territoire maillé à terme. A noter que ces projets n'ont à date pas pris de décision finale d'investissement, limitant le potentiel d'importations sur le court et moyen terme.

TRANSPPOSITION DE LA DIRECTIVE « GAZ ET HYDROGÈNE » ET CRÉATION DE L'ENNOH

La transposition de la directive européenne révisant les règles applicables aux marchés du gaz et de l'hydrogène prévoit la création de l'European Network of Network Operators for Hydrogen (ENNOH), nouvel organisme européen chargé de la coordination des gestionnaires de réseaux d'hydrogène. Cette structure est conçue sur un modèle comparable à celui existant pour l'électricité et le gaz, avec pour objectif d'assurer une planification cohérente et coordonnée des infrastructures hydrogène à l'échelle européenne.

30. <https://www.natrangroupe.com/medias/actualites/infrastructures-hydrogene-electricite-etude-menee-grtgaz-rte-besoins>

31. <https://www.airliquide.com/fr/groupe/communiqués-presse-actualites/13-11-2025/une-premiere-mondiale-air-liquide-met-au-point-une-technologie-innovante-pour-convertir-lammoniac-en>



© Storengy, HyPSTER

4.3. STOCKAGE SOUTERRAIN

Complémentaire aux dispositifs de stockage en surface dont les quantités atteignent rapidement leurs limites, le développement de capacité de stockage de grands volumes est nécessaire pour offrir de la flexibilité aux sites de production, une sécurité d'approvisionnement aux industriels consommateurs, et contribuer au besoin croissant de flexibilité des réseaux énergétiques.

À l'instar des capacités de stockage de gaz naturel européennes³², les sites potentiels de stockage d'hydrogène sont concentrés en Allemagne et aux Pays-Bas³³, partagés entre des sites de stockage de gaz naturel déplétés et des cavités salines.

En France, sur la base des projets actuels (cf. figure 18), la capacité de stockage nationale s'élève à près de 21 kt_{H₂}/an à 2030, équivalent à 0,7 TWh_{PCI}, répartis sur 4 sites. Suivant la même tendance que dans le reste de l'Europe, les capacités de stockage d'hydrogène française sont insuffisantes au regard des volumes de consommation prévisionnels et aux besoins théoriques de flexibilité et de compétitivité des producteurs d'hydrogène. Pour identifier et développer de nouvelles capacités de stockage en France, Teréga et Storengy mènent des projets d'exploration sur tout le territoire. Pour cela, deux permis exclusifs de recherche (PER) leur ont été octroyés en 2025³⁴.

La maturité technologique des solutions de stockage progresse par ailleurs avec la finalisation par Storengy de ses premiers tests cyclages journaliers de 2,7 t_{H₂} (remplissage-soutirage) dans le cadre du projet Hypster sur le site d'Étrez, avec une capacité totale de 4 t_{H₂}. Partant de ce premier retour d'expérience, le projet FrHyge teste la technologie sur une échelle industrielle avec des cyclages de 100 t_{H₂} sur des durées journalières à hebdomadaire, sur le site de Manosque, en vue d'identifier son potentiel de répliquabilité sur d'autres sites en France et en Europe.

Ce savoir-faire – essentiel à la construction d'une chaîne de valeur hydrogène et au développement du marché – s'exporte au-delà de la France. En témoigne le développement par Storengy de 14 kt_{H₂}/an de capacité de stockage dans le cadre du projet SaltHy³⁵, en Allemagne.

32. <https://www.gie.eu/publications/maps/gie-storage-map/>

33. https://h2eart.eu/wp-content/uploads/2024/01/H2eart-for-Europe_Report_Role-of-UHS-in-Europe.pdf

34. <https://www.storengy.com/fr/nos-projets-hydrogene>

35. <https://www.salthy.de/de>

5

Les segments de marché

qui positionnent la France parmi les leaders européens et mondiaux

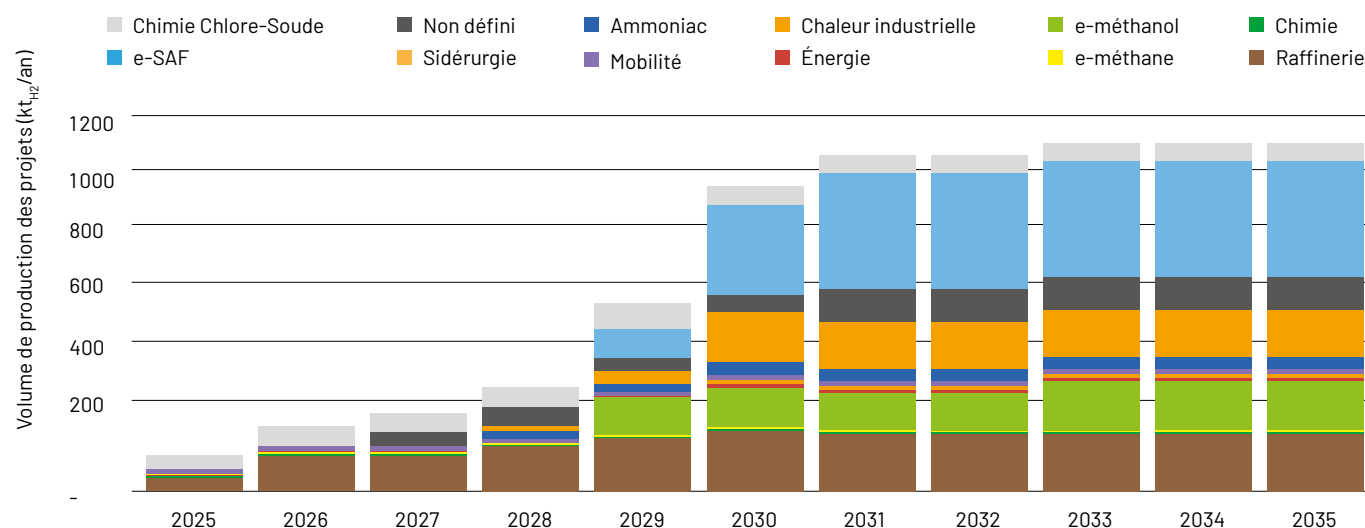
La diversité des usages de l'hydrogène décarboné requiert une analyse différenciée de son développement au sein de chacun des segments de marché. En effet, les spécificités propres à chaque secteur — leur poids respectif dans les émissions nationales, l'ambition des mesures réglementaires ou encore la compétitivité française sur les marchés finaux — impliquent des rythmes et des niveaux d'adoption de l'hydrogène hétérogènes, amenant des différences en matière de maturation et de déploiement des projets.

Cette partie propose une analyse du développement de l'hydrogène pour chaque secteur en mettant en avant les opportunités et les principaux freins rencontrés par la filière française. Une analyse comparative de l'offre actuelle³⁶ de projets de production d'hydrogène décarboné avec la demande évaluée dans la partie 2 permettra d'apprécier le degré de maturité de la filière dans ces secteurs et d'identifier les besoins pour soutenir le développement et atteindre les ambitions fixées par la stratégie nationale française révisée.

36. Projets de production d'hydrogène décarboné recensés en France à fin 2025 par France Hydrogène, sans distinction du niveau d'avancement de projets ou préjugé de leur taux de réussite et sans prendre en compte le volume de projets supplémentaires qui pourraient advenir.



Figure 19
Perspectives de production d'hydrogène décarboné en France à 2035 (agrégation de projets)



La production d'hydrogène décarboné en projet s'élève à 900 kt_{H2}/an à 2030 et 1100 kt_{H2}/an à 2035.

En tenant compte des retards de calendrier, des délais de construction et de mise en service des installations, l'offre de production doit s'envisager sur la période 2030-2032. Pour simplifier la lecture, les chiffres de production à cet horizon seront affichés à 2030 dans les parties suivantes.

La production de carburants de synthèse (principalement e-kérosène et e-méthanol) représente 55% de la capacité de production en projet à 2035, témoignant du rôle clé de ce secteur pour la filière hydrogène française. Au même horizon, la sidérurgie représente 15% des volumes d'hydrogène décarboné et le raffinage 12%. 7% des volumes de production n'ont à date pas d'usage défini dans l'industrie (cf. figure 19).

5.1. CARBURANTS DE SYNTHÈSE AÉRIENS – E-SAF

Leader mondial des e-SAF, la filière française est prête à se déployer, sous réserve du maintien d'un cadre réglementaire incitatif et de la mise en place rapide d'un contrat pour la différence pour répondre aux échéances européennes de 2030-2031.

Comme détaillé dans la partie 2.2, le cadre réglementaire ReFuelEU Aviation est le levier structurant pour le développement de l'hydrogène décarboné dans le secteur aérien.

Afin de répondre à la demande réglementaire française et européenne en e-SAF, les acteurs français se sont mobilisés pour lancer des projets de production d'e-carburants sur tout le territoire et développer un savoir-faire industriel sur cette nouvelle filière. Ainsi, les e-SAF représentent à date le 1^{er} secteur de production d'hydrogène décarboné (en volumes t_{H2}/an) en France au regard des projets annoncés, tout état d'avancement confondu.

Avec 9 projets de production d'e-kérosène³⁷ recensés sur l'ensemble du territoire (cf. figure 20), la France se positionne comme un des leaders mondiaux de la production d'e-SAF aux côtés de la Chine³⁸. Plusieurs facteurs expliquent ce dynamisme :

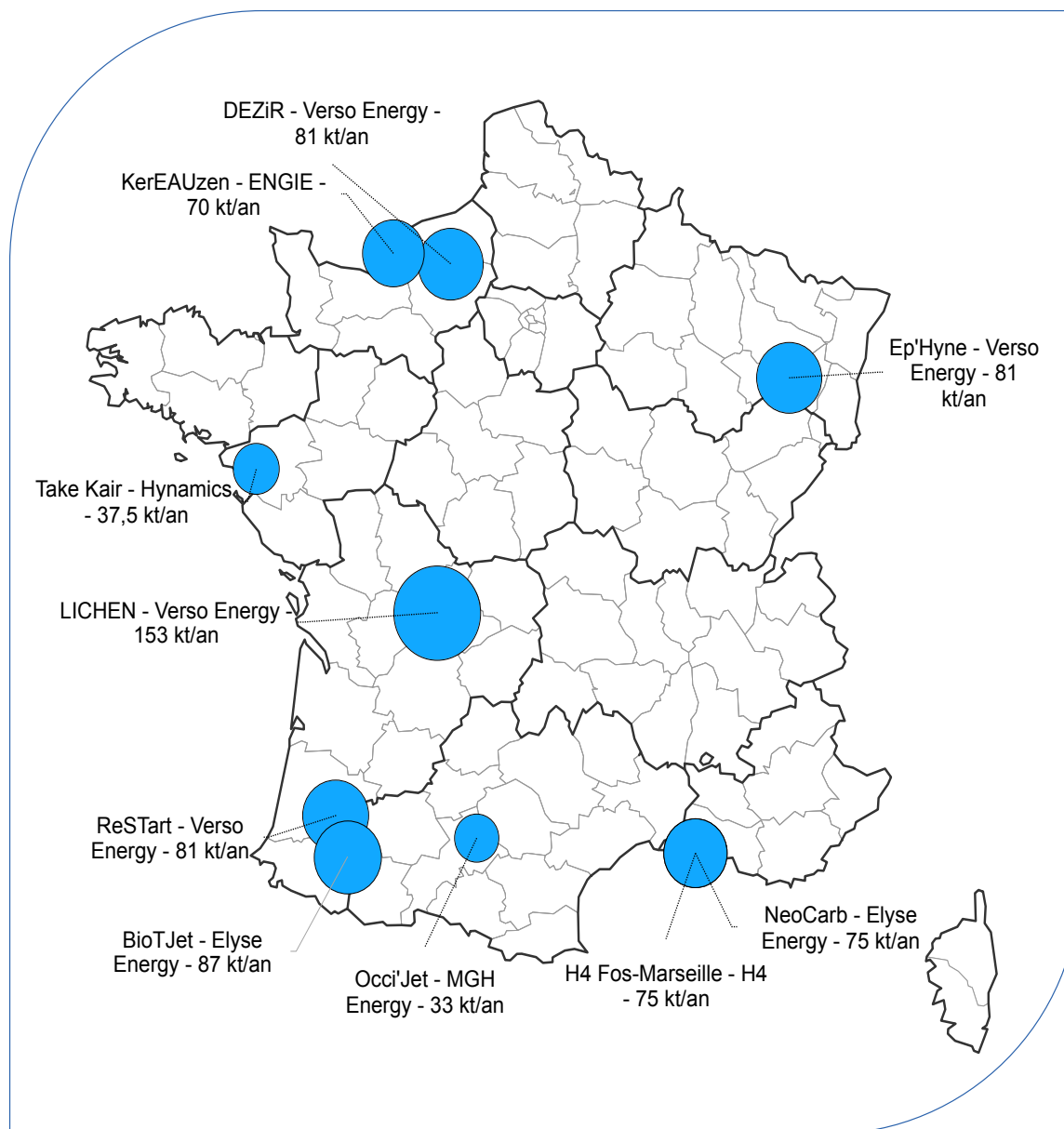
- La reconnaissance des LCFNBO (Low-Carbon Fuels from Non-Biological Origin), produits à partir d'hydrogène bas-carbone électrolytique (cf. partie cf. 1.1.1.), comme des e-carburants contribuant à l'atteinte des objectifs du règlement ReFuelEU Aviation, permet aux producteurs nationaux d'utiliser l'électricité bas-carbone du réseau français, ce qui constitue un atout majeur au niveau européen ;
- La disponibilité en ressources de CO₂ biogénique grâce aux industries sucrières, papetières et à une forte production de biomasse issue des filières agricole et arboricole ;
- Un réseau électrique dimensionné pour accueillir et supporter des projets de fortes puissances (~300 MW en moyenne par projet) ;
- Une production électrique excédentaire (~90 TWh_{élec}) utilisables pour ces industries fortement consommatrices d'électricité ;
- Un savoir-faire et des infrastructures de raffinage, de distribution et de transport de produits pétroliers existantes.

Sur la base des projets identifiés, la **capacité de production d'e-SAF nationale en projet est de 550 kt/an à 2030 et plus de 774 kt/an à 2035, nécessitant une production d'hydrogène décarboné de 310 kt_{H₂}/an à 2030 et 440 kt_{H₂}/an à 2035**. À noter que les porteurs de projets français s'exportent et développent des projets à l'international, à l'instar de Verso Energy à Oulu (Finlande), Tornio (Finlande) et Jesup (Géorgie, États-Unis).

37. Projets ayant des capacités de production d'e-kérosène supérieures à 10 kt d'e-SAF par an

38. [T&E, Spotlight on e-SAF, 2025](#)

Figure 20
Cartographie des projets de production d'e-SAF en France (e-kérosène & e-biokérosène, capacité de production supérieure à 10 kt/an)



Si certains projets de production d'e-SAF verront leur mise en service décalée à 2031-2032 ou pourront être annulés, la capacité de production française d'e-SAF couvrirait néanmoins les besoins nationaux créés par les mandats ReFuelEU Aviation (cf. figure 21) à 2030 et jusqu'en 2035.

Jusqu'en 2035, un excédent de production positionnerait la France comme un **potentiel exportateur de carburants de synthèse pour l'aviation auprès de ses voisins européens**. En revanche, une deuxième vague de projets de production ou le recours à des importations est nécessaire pour couvrir les besoins réglementaires à 2040.

Ces projets d'envergure intègrent de nombreuses briques technologiques (électrolyse, captage de carbone, unité de raffinage) rendant ces projets très capitalistiques (~1,5 Md€ en moyenne par projet). Les phases d'études et de développement seules représentent des investissements importants (~30-40 M€) avec un risque élevé, s'agissant d'une simple phase d'études.

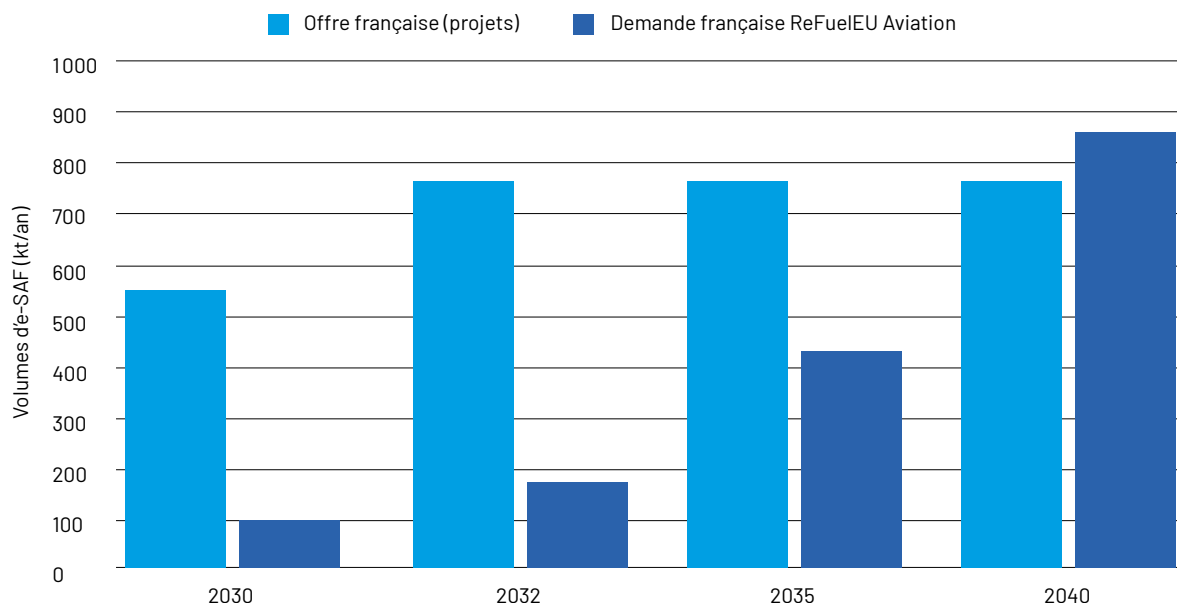
Ces éléments constituent autant de freins au financement des projets qui se traduisent par des difficultés à atteindre la décision finale d'investissement, en France comme à l'international (un seul projet a passé ce stade³⁹).

Pour soutenir cet amorçage, l'État a annoncé en avril 2025 les lauréats de son appel à projets « FEED Carb Aéro », dédié au financement d'études d'ingénierie d'avant-projet (FEED) de projets d'e-SAF, levant ainsi un verrou critique au développement de ces projets. Dans ce cadre, quatre projets se sont vus attribuer une enveloppe totale de 100 M€ :

- KerEAUzen porté par Engie au Havre ;
- Take Kair porté par Hynamics à Saint-Nazaire ;
- DéZIR porté par Verso Energy à Rouen ;
- BioTjet porté par Elyse Energy dans le bassin de Lacq.

39. *Projet Roadrunner, Infinium, Texas, Etats-Unis*

Figure 21
Comparaison offre-demande en e-SAF en France sur la période 2030 - 2040



Ce soutien contribue au développement d'une expertise française dans les études d'ingénierie de ces grands projets. En témoigne la sélection de l'entreprise Rely (joint-venture entre Technip Energies & John Cockerill) pour la réalisation des études des projets Dézir de Verso Energy⁴⁰ et H4 Marseille-Fos⁴¹.

Au niveau européen, le soutien au développement d'une filière de production d'e-carburants s'est matérialisé en 2025 par l'annonce le 3 novembre dernier de 3 projets de production d'e-SAF français, lauréats à l'Innovation Fund⁴².

Enfin, la contractualisation des producteurs avec les utilisateurs et consommateurs (distributeurs de carburants aériens, compagnies aériennes) est essentielle pour clôturer les plans de financement des projets et passer les décisions finales d'investissement. Pour les permettre, France Hydrogène suggère en particulier d'investiguer le modèle de contrat pour la différence sur les e-SAF, autofinancé par une contribution du secteur aérien, tel que développé actuellement au Royaume-Uni sur les SAF⁴³.

40. <https://verso.energy/2025/11/17/verso-energy-attribue-le-contrat-feed-du-projet-dezir-a-rely/>

41. <https://www.relysolutions.com/media/press-releases/rely-secures-engineering-studies-contract-h4-marseille-fos-european-green>

42. <https://www.entreprises.gouv.fr/la-dge/actualites/fonds-pour-linnovation-europeen-14-projets-laureats-pour-la-france>

43. <https://www.gov.uk/government/consultations/saf-revenue-certainty-mechanism-approach-to-industry-funding/sustainable-aviation-fuel-revenue-certainty-mechanism-approach-to-industry-funding>

AVIONS ET DRONES HYDROGÈNE :

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour l'aviation – au travers d'une pile à combustible ou d'une turbine – représente un défi technique, technologique, industriel et logistique notamment pour l'intégration de réservoirs d'hydrogène cryogénique dans les aéronefs et l'installation de l'infrastructure de distribution aéroportuaire.

Malgré le report du projet d'avion à hydrogène ZEROe d'Airbus après 2035, l'écosystème et le savoir-faire français dans les secteurs de l'aéronautique et de l'hydrogène demeurent attractifs et de nombreuses entreprises poursuivent les initiatives pour démontrer son utilisation dans des avions de taille croissante (petits avions, navettes ou court courrier), à l'instar du prototype de Blue Spirit Aéro⁴⁴, ou encore dans des aéronefs et des drones, à l'image de la société H3 Dynamics⁴⁵.



PLATEFORMES AÉROPORTUAIRES : MOBILITÉ ROUTIÈRE HYDROGÈNE, GROUPES ÉLECTROGÈNES À HYDROGÈNE

Bien que le développement des mobilités hydrogène sur les plateformes aéroportuaires demeure marginal aujourd'hui en France, ces dernières concentrent une multitude d'usages que l'hydrogène décarboné pourrait décarboner (groupes électrogènes (Ground Power Unit (GPU), mobilités aéroportuaires, mobilités routières et/ou terrestres environnantes etc.). Au regard des faibles volumes agrégés de consommation que représentent ces usages (équivalent à quelques tonnes d'hydrogène par jour), le développement de l'aviation hydrogène est un levier déterminant pour tirer les volumes de consommation, réaliser des économies d'échelle à la production, mutualiser l'infrastructure et ainsi rendre leur décarbonation par l'hydrogène économiquement viable.



44. <https://www.france-hydrogene.org/magazine/blue-spirit-aero-presente-un-prototype-fonctionnel-grandeur-nature-du-dragon-fly/>

45. https://www.usinenouvelle.com/article/le-singapourien-h3-dynamics-choisit-toulouse-pour-se-muer-en-pme-industrielle-portee-par-les-drones-militaires-a-hydrogene_N2232299

5.2. CARBURANTS DE SYNTHÈSE MARITIME - E-MÉTHANOL

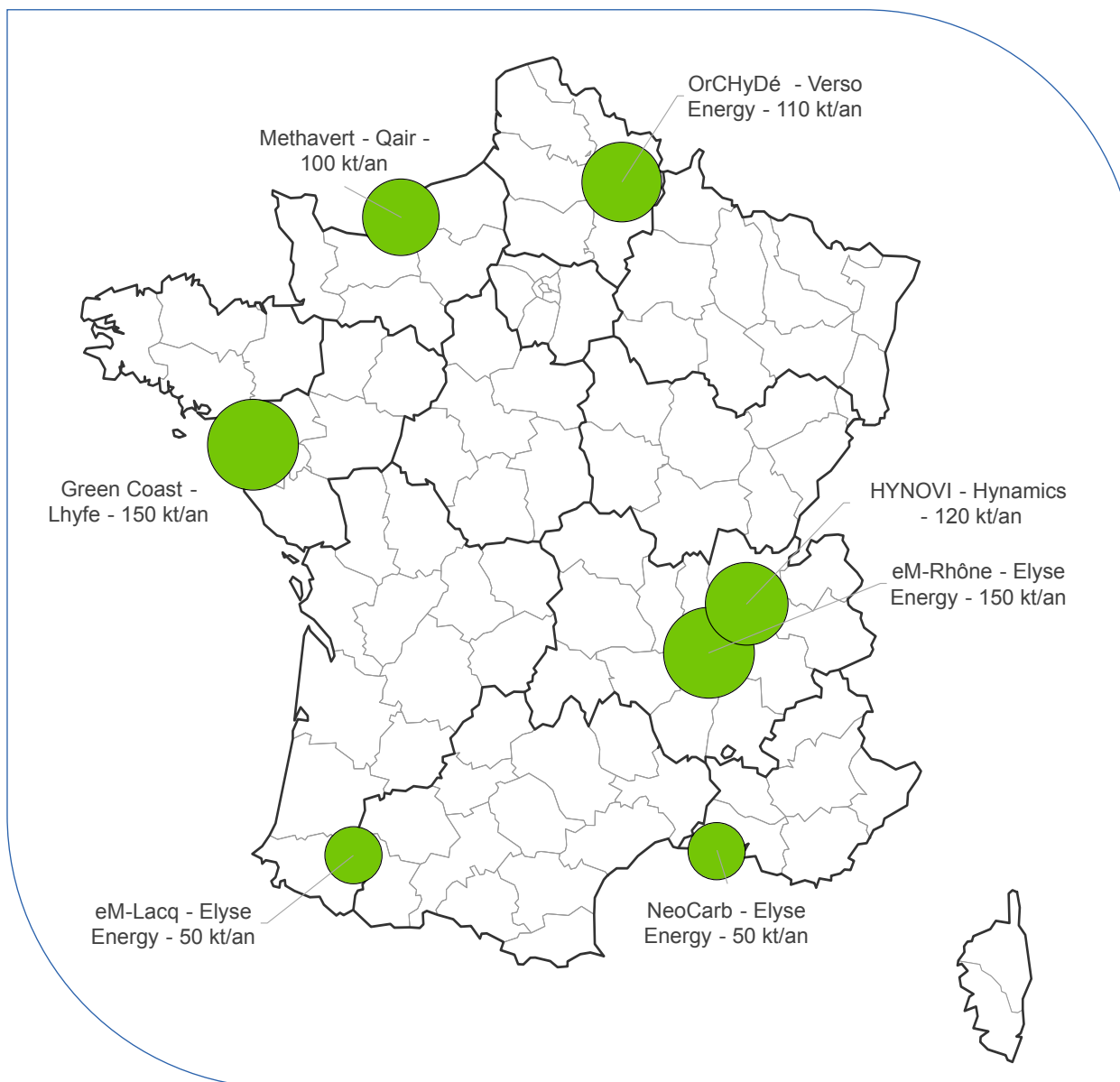
Un dimensionnement plus ambitieux de l'IRICC permettrait à la filière e-méthanol de déployer pleinement son potentiel et de contribuer au regain d'attractivité des ports français.

Second débouché des projets de production d'hydrogène à 2035, la production d'e-méthanol s'adresse principalement au secteur maritime.

En effet, bien que le gaz naturel liquéfié (GNL) et les biocarburants demeurent les leviers de décarbonation privilégiés des armateurs, le caractère transitoire du premier et la disponibilité restreinte à terme des seconds (ressources limitées et en compétition avec d'autres secteurs) les amènent à adopter de nouveaux carburants durables pour répondre aux objectifs de décarbonation du secteur. En complément de sa forme biologique (bio-méthanol), l'e-méthanol s'impose alors comme une alternative crédible et nécessaire, en témoigne le récent protocole d'accord entre Elyse Energy et Corsica Linea⁴⁶.

La dynamique est déjà en cours à l'international avec un important développement des capacités de production d'e-méthanol en Chine qui pourrait faire rapidement baisser les coûts et accroître sa disponibilité. A ce titre, l'armateur français CMA CGM a signé un accord-cadre avec le port de Shangai pour un approvisionnement en e-méthanol⁴⁷.

Figure 22
Cartographie des projets de production d'e-méthanol en France à destination des marchés maritime et/ou chimie (hors e-SAF)



46. <https://elyse.energy/wp-content/uploads/2025-12-15-cp-elyse-neocarb-x-corsica-linea.pdf>

Aujourd'hui dans le top 5 des pays qui dominent le marché des e-carburants maritimes (en nombre de projets) en Europe, la France pourrait tirer pleinement parti de ses façades maritimes et de ses infrastructures industrialo-portuaires, sur lesquelles sont localisés les projets actuels. Elle pourrait devenir à moyen terme un important pays de soutage en Europe et positionner les ports maritimes français comme des hubs attractifs de distribution de carburants durables.

En 2025, la France recense **7 projets de production d'e-méthanol pour une capacité de production totale d'e-méthanol de plus de 600 kt/an à 2030 et 730 kt/an à 2035**. Cette production d'e-méthanol appelle une production d'hydrogène décarboné de 120 kt_{H₂}/an à 2030 et 150 kt_{H₂}/an à 2035.

L'émergence d'une première série de projets pionniers (*First Of A Kind, FOAK*) accélérerait le déploiement d'une deuxième vague de projets pour préparer les besoins de 2035-2040 et accompagnerait le développement du savoir-faire français sur ces nouveaux marchés.

Un savoir-faire exportable à l'étranger, à l'image de Schneider Electric⁴⁸ qui a réalisé l'automation et les systèmes de gestion de l'énergie de la première installation de production d'e-méthanol en Europe, à Kassø au Danemark, mise en service en mai 2025.

Cependant, la demande des armateurs reste faible du fait des incertitudes qui pèsent sur la disponibilité et la compétitivité de ces e-carburants à moyen terme et d'un cadre réglementaire insuffisamment incitatif à date (cf. partie 2). Dans sa version soumise à consultation en mai 2025, sur ce segment l'IRICC couvre l'équivalent de ~50 kt_{H₂}/an à 2030 et de 56 kt_{H₂}/an à 2035. Même dans l'éventualité de reports

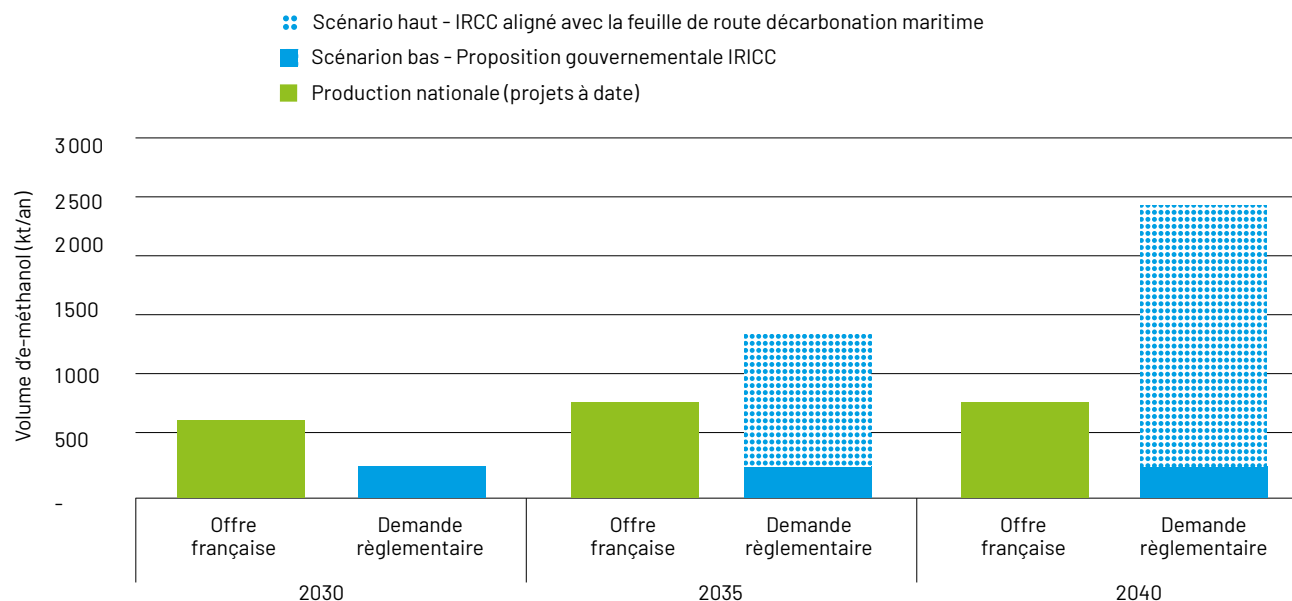
et d'abandons de projets le mécanisme est insuffisamment dimensionné pour soutenir le développement des projets, et permettre à la filière française de production d'e-méthanol de réaliser son plein potentiel. **France Hydrogène appelle donc à un dimensionnement de l'IRICC aligné avec la feuille de route décarbonation maritime.**

Par ailleurs, le méthanol est un composé chimique de base très utilisé dans de nombreux secteurs de l'industrie (chimie, cosmétique, plastique, industrie du bois, etc.) dont la totalité de la consommation française est aujourd'hui importée, représentant près de 600 kt/an⁴⁹. Par l'émergence

d'une filière de production d'e-méthanol sur le territoire, la France pourrait répondre à ses propres besoins, améliorant sa souveraineté sur ce composant de base stratégique, tout en se positionnant comme exportateur auprès d'autres pays européens.

La flexibilité des nouveaux usages du e-méthanol (carburants maritimes, conversion en e-SAF et pour l'industrie) développeront le marché et le transport du e-méthanol pour en faire une nouvelle commodité d'échange dans le commerce international.

Figure 23
Comparaison offre-demande en e-méthanol pour le maritime en France sur la période 2030 - 2040



47. <https://www.cma-cgm.com/local/china/news/148/cma-cgm-signs-green-methanol-agreement>

48. <https://www.se.com/ww/en/about-us/newsroom/news/press-releases/schneider-electric%E2%80%99s-technology-blueprint-paves-way-for-e-methanol-fuel-expansion-68f67ae6856f23f7d60bd077>

49. RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024

NAVIRES, BARGES ET AUTRES ÉLÉMENTS FLOTTANTS PROPULSÉS AVEC UNE PILE À COMBUSTIBLE

Pour répondre aux besoins de décarbonation des flottes de bateaux et de navires, l'hydrogène décarboné peut également être utilisé directement en tant que carburant. Ces usages se développent progressivement, illustrés par l'aboutissement de plusieurs projets en France en 2025 :

- La drague Hydromer inaugurée en 2025 en Occitanie⁵⁰ embarquera d'ici septembre 2026 plus de 1,6 tonnes d'hydrogène à son bord pour alimenter sa pile à combustible de 200 kW, fournie par Alstom (Hélion) Elle sera notamment utilisée pour des travaux d'élargissement d'un chenal pour les éoliennes à Port-La-Nouvelle (Aude).
- La barge Zulu 06 de Sogestran rétrofitée a débuté cette année une expérimentation de 18 mois pour démontrer la maturité de la technologie au service du transport fluvial de marchandises.

Ces projets français s'inscrivent dans une dynamique européenne de développement de projets de bateaux et navires à hydrogène : 21 projets sur les 26 recensés dans le monde sont européens (y.c. Norvège). Ce ratio met en évidence l'importance de l'Europe dans ces technologies innovantes et la place de la France dans cette dynamique.

50. <https://www.herault-tribune.com/articles/port-de-sete-une-draque-a-hydrogene-unique-en-europe-baptisee-par-carole-delga/>

5.3. RAFFINAGE

Porté par une réglementation incitative, le raffinage peut jouer un rôle moteur dans le passage à l'échelle des projets et technologies, ouvrant la voie au développement des autres usages de l'hydrogène et aux autres voies de production.

Le raffinage de produits pétroliers est le premier consommateur d'hydrogène fossile en France avec environ 400 kt_{H₂}/an, dont près des deux tiers sont issus de la co-production dans différents procédés de la raffinerie (reformage catalytique) ou de la pétrochimie avoisinante (vapocraquage, production d'éthylène ou chimie chlore-soude)⁵¹.

Il est le premier secteur à porter un projet de production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone de taille industrielle en France : le projet Normand'Hy de 200 MW, en cours de construction à Port-Jérôme en Normandie, dont la mise en service est prévue pour 2026. En démontrant le passage à l'échelle des technologies et la faisabilité de leur mise en œuvre pour adresser

un usage industriel, l'aboutissement de ce projet pionnier en France marque une étape essentielle pour l'industrialisation de la filière hydrogène au niveau national et international.

Par ce succès, le savoir-faire français franchit une étape. Le retour d'expérience du projet permet d'ores et déjà la répliquabilité des installations d'électrolyse dans d'autres zones industrielles de France et d'Europe :

- ElyFos, 100 MW porté par Air Liquide, lancé en avril 2025 sur la zone de Fos-sur-Mer vise à décarboner les industries de la zone, notamment les raffineries de Rhône Energies et de Petroineos ;
- ElyGator, 200 MW porté par Air Liquide au Pays-Bas, a passé la décision finale d'investissement en 2025 et vise à décarboner la plateforme industrielle de TotalEnergies dans la zone Maasvlakte⁵².

En complément des fournisseurs de gaz industriels, TotalEnergies, acteur principal du raffinage en France, développe également ses projets de production :

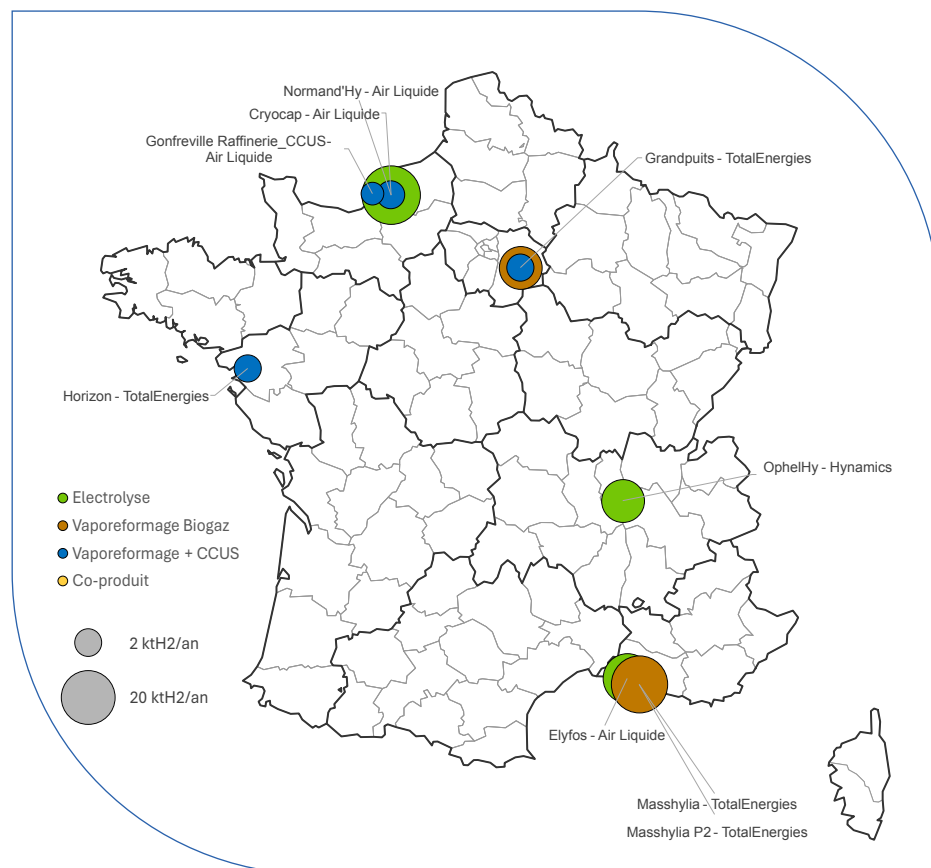
- Le projet MassHylia porté par Engie et TotalEnergies sur la zone de Lavera projette une installation de 50 MW d'électrolyse pour ses propres besoins en raffinerie et pour adresser les usages de la zone ;
- Une joint-venture avec Air Liquide qui vise à décarboner sa raffinerie de Zeeland aux Pays-Bas, avec l'installation d'un électrolyseur de 250 MW⁵³.

D'autres porteurs de projets de production réorientent leurs projets vers le raffinage, à l'instar d'Hynamics avec le projet HyDom : initialement dédié à l'usine de Domo Chemicals, le projet est renommé OphelHy et vise désormais à installer 80 MW d'électrolyse pour répondre aux besoins de la vallée de la Chimie, pour un volume total de 10 kt_{H₂}/an.

51. RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024

52. <https://www.airliquide.com/fr/groupe/communiqués-presse-actualités/23-07-2025/air-liquide-prend-la-decision-finale-dinvestissement-pour-la-construction-delygator-un-electrolyseur>

Figure 24
Cartographie des projets de production d'hydrogène décarboné pour le raffinage par voie de production en kt_{H2}/an



À la fois producteurs et consommateurs d'hydrogène, les sites de raffinage disposent de plusieurs voies d'approvisionnement en hydrogène décarboné en complément de l'électrolyse. Ils peuvent notamment adapter leurs installations de vaporeformage existantes avec l'ajout d'une brique de captage de carbone (CCS) combiné à une électrification des chaudières utilisées sur les sites. Dans le cas du traitement d'intrants biologiques ou d'une reconversion de sites vers la bioraffinerie (ex : La Mède, Grandpuits), la revalorisation du biogaz en sortie dans les installations de vaporeformage constitue une voie complémentaire

d'approvisionnement en hydrogène bas-carbone pour certains procédés.

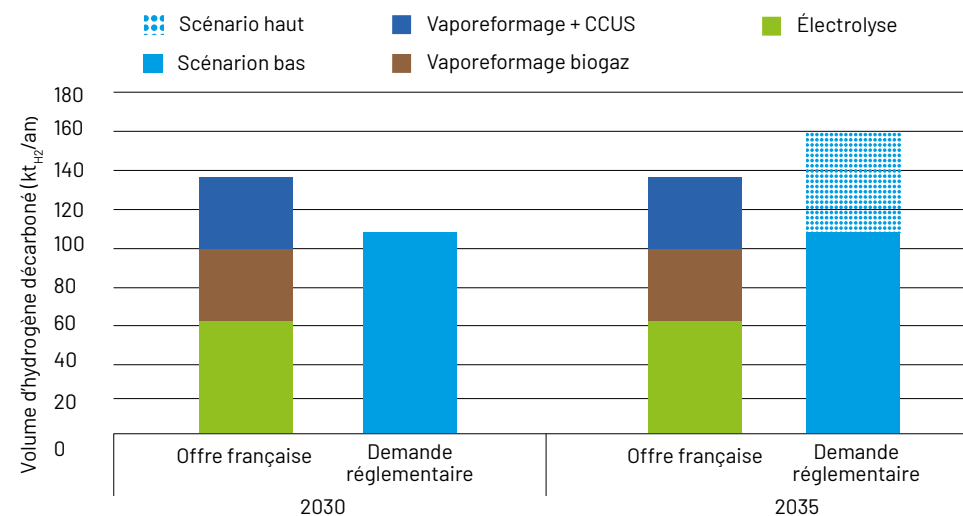
Au total, les perspectives de production d'hydrogène décarboné pour le raffinage s'élèvent à près de 140 kt_{H2}/an dès 2030, réparties sur 5 projets, avec 45% des volumes produits par électrolyse, 50% pour le vaporeformage de biogaz (25%) et le vaporeformage avec captage de carbone (25%) et 5% pour la co-production par électrolyse chlore-soude.

Avec un portefeuille de projets actuels qui repose sur différents modes de production, la France est en capacité

de décarboner la totalité de l'hydrogène à destination du raffinage à l'horizon 2035.

L'IRICC couvre la majeure partie de la production des projets en développement du secteur du raffinage à horizon 2030-2035 (cf. figure 25), du fait de la capacité des raffineries à se positionner pour capter les parts du marché régulé. Une révision à la hausse du quota hydrogène dans l'IRICC est donc indispensable pour tirer le développement des carburants de synthèse maritimes et de la mobilité routière hydrogène.

Figure 25
Comparaison offre-demande en hydrogène décarboné pour le secteur du raffinage sur la période 2030-2040



53. <https://totalenergies.com/fr/actualites/communiques-de-presse/totalenergies-sassocie-air-liquide-pour-decarboner-ses-raffineries>

5.4. AMMONIAC

Avec 66 % d'engrais azotés importés — notamment de Russie — la création de marchés pilotes bas-carbone pour les engrais constitue un levier stratégique indispensable pour reconstruire une base industrielle nationale et renforcer la souveraineté alimentaire.

La France dispose sur son territoire d'une capacité de production d'ammoniac de ~1,1 Mt/an⁵⁴ pour la fabrication d'engrais azotés, répartie sur 3 sites (cf. figure 26). Cette capacité de production repose sur la production de 155 kt_{H2}/an d'hydrogène, aujourd'hui réalisée par vaporeformage de gaz naturel⁵⁵.

Si elle produit une part de ses besoins, la France importait encore ~66% de sa consommation d'engrais azotés en 2022⁵⁶, dont 12% depuis la Russie, créant une double dépendance aux importations (gaz naturel, engrais) délétère pour son industrie et sa souveraineté alimentaire.

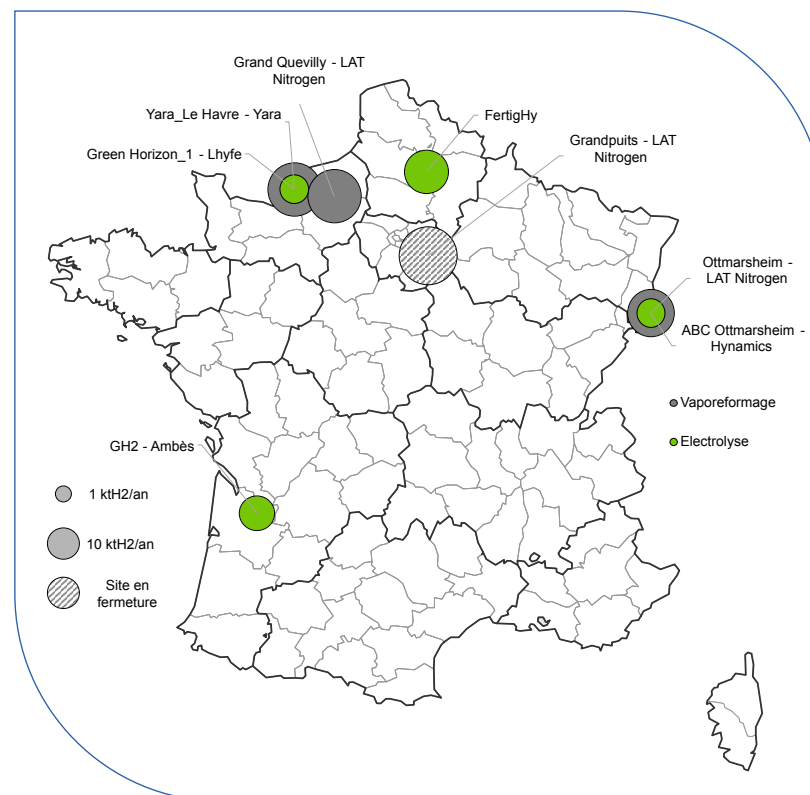
Cette double dépendance s'est par ailleurs encore accrue depuis 2022-2023 : la hausse des coûts de production, générée par les crises des prix du gaz, a eu pour conséquence la mise à l'arrêt de nombreux sites de production d'ammoniac et d'engrais en France. Ces difficultés sectorielles se sont récemment traduites par l'annonce, en janvier 2025, de la fermeture du site de Grandpuits, qui intégrait la plus grosse installation de vaporeformage du secteur⁵⁷.

Concilier les enjeux de compétitivité, de souveraineté et de décarbonation de ces sites de production – parmi les 50 sites les plus émetteurs en France – constitue un défi majeur pour les acteurs du secteur. La production d'hydrogène renouvelable et bas carbone est un des atouts pour le relever.

Parmi les nombreux leviers d'efficacité énergétique et d'optimisation de procédés, la décarbonation des sites de production repose sur deux technologies principales : la production d'hydrogène par électrolyse en substitution de l'hydrogène produit par vaporeformage d'une part, et le captage de CO₂ (CCS) sur les installations de vaporeformage existantes d'autres part.

La directive RED III prévoit un objectif d'utilisation de 42% d'hydrogène RFNBO en 2030 dans l'industrie, puis de 60% en 2035. Ces objectifs non-contraignants et la possibilité d'exemption des installations de production d'ammoniac la rendent peu incitative pour l'utilisation d'hydrogène RFNBO. Cependant, à l'instar du raffinage, les industriels produisant de l'hydrogène par vaporeformage peuvent s'appuyer sur la voie de captage de carbone (CCS ou CCU) pour la décarbonation de leurs sites historiques. Si les industriels privilégient cette solution, aucun projet n'a été annoncé à date. En effet, sa faisabilité repose sur le développement de l'infrastructure de transport et de stockage de CO₂⁵⁸.

Figure 26
Cartographie des capacités de production d'hydrogène par vaporeformage et des projets de production d'hydrogène décarboné pour la production d'ammoniac en kt_{H2}/an



54. À partir du « Plan de Transition Sectoriel de l'Industrie de l'Ammoniac en France – rapport complet, ADEME, 2025 » et en considérant la fermeture de la capacité du site de LAT Nitrogen à Grandpuits

55. France Hydrogène

56. [Ministère de l'Agriculture et de la Souveraineté Alimentaire, 2022](#)

57. <https://www.usinenouvelle.com/article/lat-nitrogen-arrete-la-production-d-ammoniac-a-grandpuits.N2225978>

58. [État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France, Juillet 2024](#)

Deux typologies de projet par la voie électrolytique se développent malgré tout en France :

- Des projets de substitution de 10 à 15% de l'hydrogène fossile par de l'hydrogène électrolytique renouvelable ou bas-carbone permettant d'amorcer la décarbonation du secteur sans restructurer les sites de production en profondeur tels que le projet d'Hynamics pour le site de LAT Nitrogen d'Ottmarsheim⁵⁹, qui projette de produire 7 kt_{H₂}/an, et le projet Green Horizon porté par Lhyfe qui prévoit l'installation d'un électrolyseur de 100 MW sur la plateforme industrielle de Gonfreville-l'Orcher avec près de 60% de sa production d'hydrogène renouvelable dédiée au site voisin de production d'ammoniac de Yara. En 2025, l'État confirme son soutien à ce dernier (PIEC) en lui attribuant une subvention de 149 M€ sur 4 ans, dont un premier versement de 18 M€ en juin 2025 dédié à couvrir les premiers investissements et lancer les suivants.
- Des projets de nouveaux sites *greenfields* qui contribueront à diminuer la dépendance française et européenne à des pays tiers – Russie au premier plan – sur l'ammoniac et les engrais, enjeu critique de souveraineté industrielle et agricole, comme le projet de Fertighy dans la Somme.

Au total, les 4 projets de production d'ammoniac décarboné recensés sur le territoire totalisent une production de 51 kt_{H₂}/an à 2030 et de 58 kt_{H₂}/an à 2035 d'hydrogène décarboné dédiée à la production de 315 kt en 2030 et 350 kt en 2035 d'ammoniac décarboné. La mise en service de ces projets représente une production équivalente à près de 30% de la capacité de production d'ammoniac fossile actuelle, mais seulement 18% de notre consommation d'ammoniac (50% de notre consommation d'ammoniac étant importée)⁶⁰.

59. <https://www.hynamics.com/en/our-projects/abc-ottmarsheim>

60. Plan de Transition Sectoriel de l'industrie de l'ammoniac, ADEME, 2024

Comme le montre la figure 27, la demande créée par la mise en place d'un marché pilote sur les engrais (cf. partie 2.1) permettrait de lancer les projets actuels, créer un potentiel et faire émerger la filière de production d'ammoniac bas-carbone française.

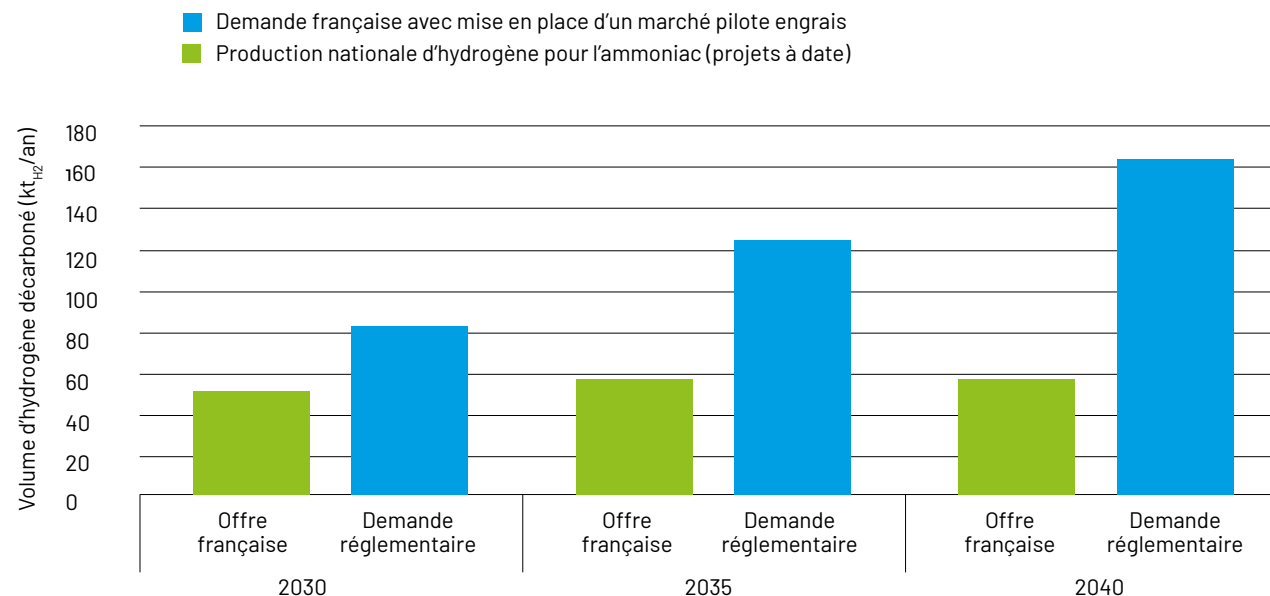
Au-delà de 2030, les volumes d'hydrogène décarboné croissants appelés par ces marchés pilotes et le retour d'expérience des premiers projets :

- Donneraient la visibilité nécessaire aux industriels pour lancer les investissements et augmenter leur capacité de production d'ammoniac décarboné sur le territoire ;
- Permettraient la réalisation de projets d'ammoniac et d'engrais à l'international par la filière hydrogène française, entraînant une diversification de nos sources d'approvisionnement avec des pays partenaires.

Ce double mouvement – relocalisation de la production d'engrais, et diversification des approvisionnements – est indispensable pour répondre au risque majeur que font peser le niveau et la concentration actuelles de dépendance à l'extérieur sur les engrais.

Enfin, l'ammoniac est aujourd'hui envisagé comme un levier de décarbonation du secteur maritime en tant que carburant de synthèse pour les moteurs de certains navires (transporteurs de produits chimiques, de gaz etc.), ouvrant de nouveaux débouchés pour la production d'ammoniac bas-carbone en complément des engrais. A cet effet, le gouvernement égyptien a signé un « accord de coopération » avec EDF et la société émiratie Zero Waste pour un projet d'hydrogène vert d'une valeur de 7 Mds€ près du golfe de Suez, qui produirait plus d'un million de tonnes d'ammoniac vert par an, principalement destinés à servir de carburant pour le transport maritime.

Figure 27
Comparaison offre-demande pour la production d'ammoniac décarboné en France sur la période 2030 - 2040



5.5. SIDÉRURGIE

Industrie indispensable à de nombreux secteurs (transport, défense, construction...), la création d'un marché pilote bas-carbone pour l'acier DRIH_2 est une voie essentielle pour pérenniser les capacités sidérurgiques françaises en regagnant des parts de marchés en Europe.

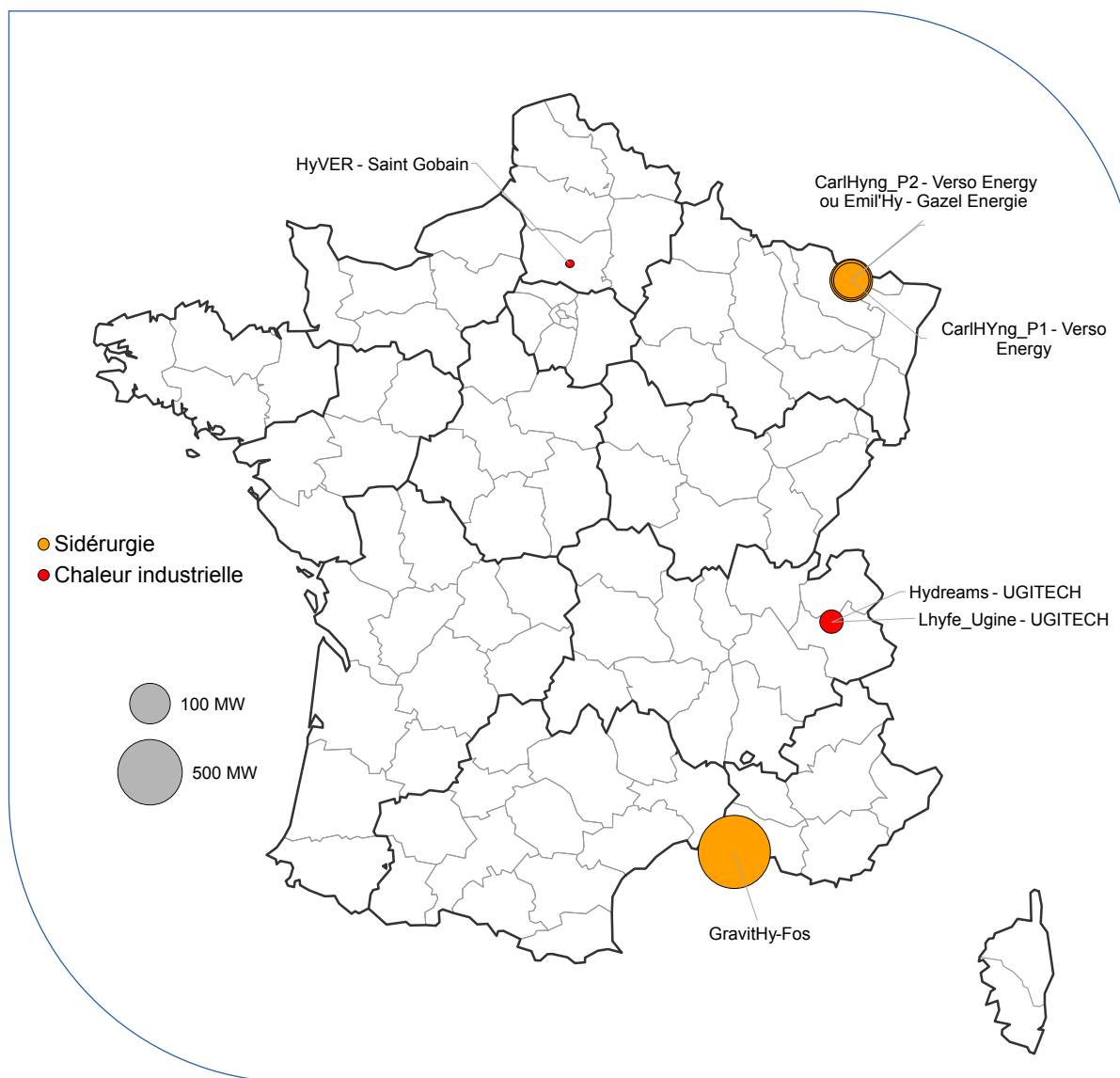
Si le secteur sidérurgique est aujourd'hui le troisième consommateur d'hydrogène en France, ce dernier n'est pas produit à dessein mais co-produit dans les cokeries fabriquant le coke utilisés pour la réduction du fer dans les hauts-fourneaux.

Une des voies de décarbonation de la production d'acier est la réduction directe du fer (*Direct Reduction of Iron, DRI*) par du gaz naturel ou de l'hydrogène décarboné. Sans mécanisme permettant l'iso-compétitivité entre les deux intrants, la voie DRI gaz naturel demeure aujourd'hui privilégiée malgré la dépendance aux importations de gaz qu'elle implique.

En effet, décarboner les sites sidérurgiques par la voie DRIH_2 requiert des volumes importants en hydrogène décarboné ainsi que des investissements lourds pour changer de procédés : production d'hydrogène décarboné, unité de DRI pour la production de fer réduit, four électrique pour la production d'acier.

Malgré la présentation par la Commission européenne en mars 2025 d'un « plan d'action pour le maintien et le développement des capacités industrielles sidérurgiques et métallurgiques européennes », le montant des investissements requis et le surcoût de l'hydrogène décarboné dans un marché ne valorisant pas le premium décarboné freinent les initiatives. L'arrêt du projet de construction d'une unité de DRI par Arcelor Mittal sur son site de Dunkerque en juillet dernier⁶¹ illustre les réticences des acteurs du secteur à s'engager dans cette nouvelle voie.

Figure 28
Cartographie des projets de production d'hydrogène pour la sidérurgie et la chaleur industrielle



61. <https://www.lopinion.fr/economie/arcelormittal-renonce-a-son-usine-a-lhydrogene-pour-decarboner-dunkerque>

En dépit de ces freins, de nouveaux acteurs se positionnent sur ces nouveaux marchés de production d'acier bas-carbone.

Dans la zone de Fos-sur-Mer, l'entreprise GravitHy ambitionne de produire 2 Mt de fer réduit briqueté (*Hot Briquetted Iron, HBI*, produit issu de la DRI H₂) utilisables par les aciéristes dans un four à arc électrique pour produire de l'acier décarboné. La production d'hydrogène pour alimenter l'unité de DRI requiert à elle seule une unité d'électrolyse de 750 MW d'électrolyse produisant 120 kt_{H₂}/an.

Ailleurs en France, le producteur d'hydrogène Verso Energy a sécurisé cette année un contrat de fourniture 6 kt_{H₂}/an auprès du sidérurgiste allemand SHS⁶² pour alimenter sa future unité de DRI et la production d'acier décarboné sur ses sites de Dillingen et Völklingen en Allemagne. À terme, l'approvisionnement de SHS pourrait être réalisé par les tranches 2 et 3 du projet Carlhyng ou par le projet Emil'Hy de Gazel Energie, pour une production totale de 51 kt_{H₂}/an à partir de 300 MW d'électrolyse.

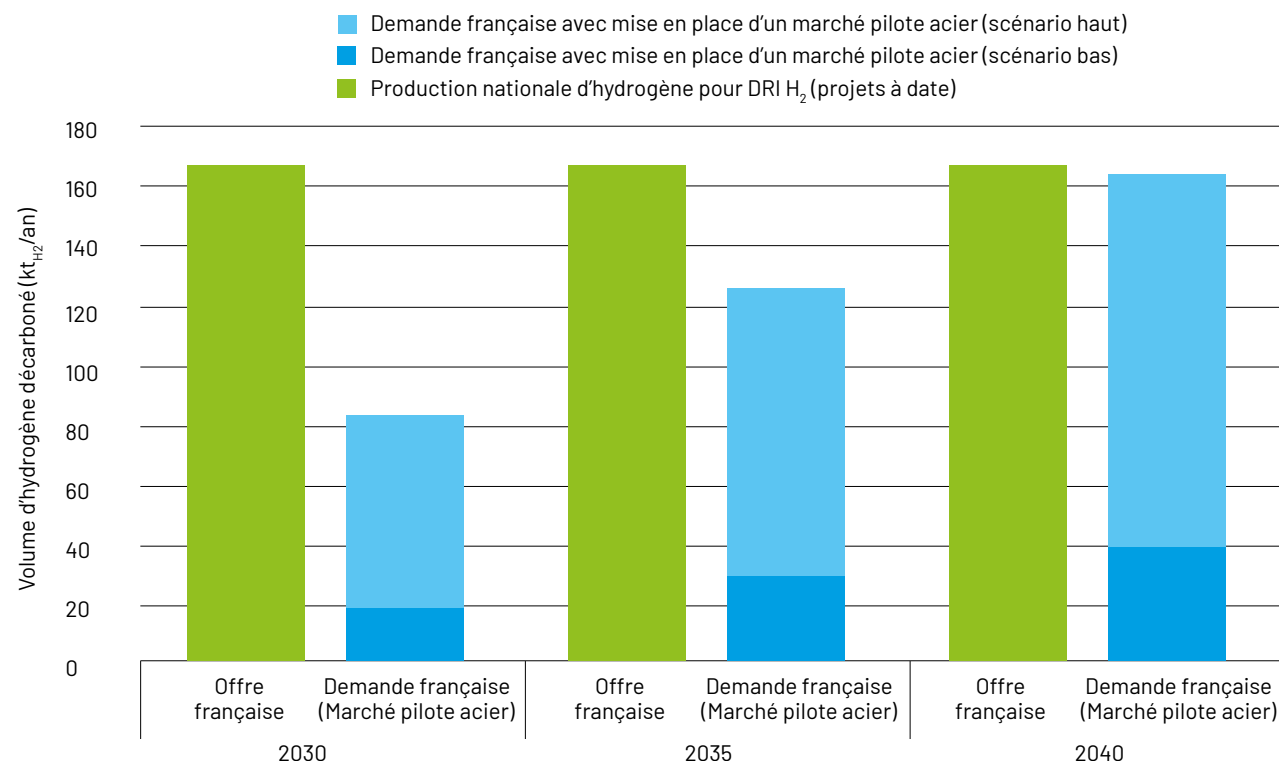
Au total, en 2030 en France, près de 170 kt_{H₂}/an seront dédiées à des unités de DRI, pour une production de 2 Mt de briquettes de fer décarboné en France.

Comme le montre la figure 29, la capacité de production d'hydrogène décarboné à destination d'unité de DRI H₂ couvre largement la demande en hydrogène décarboné que créerait la mise en place de marchés pilotes sur l'acier automobile au niveau français. Ces analyses montrent que la France dispose d'un potentiel de production d'acier décarboné plus important que les hypothèses retenues dans nos scénarios de demande à la maille française, tirées de l'étude T&E et Ricardo. Autrement dit, la mise en place au niveau européen d'un cadre propice à l'acier décarboné donne les chances à la France de regagner des parts de marchés sidérurgiques en Europe.

Les décisions prises dans l'Industrial Accelerator Act pour définir l'« acier vert européen », auront un impact déterminant : le marché pilote doit être réservé à l'acier primaire produit par DRI en utilisant de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, et non ouvert au DRI utilisant du gaz naturel (DRI-NG, sans CCS). Programmer une transition trop progressive de l'acier primaire européen, commençant par le DRI-NG puis augmentant lentement le niveau d'utilisation d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, expose l'acier du continent à un double risque majeur :

dans un premier temps l'incapacité de rivaliser avec des régions disposant déjà de capacités DRI-NG abondantes et plus compétitives qu'en Europe (en particulier le Moyen-Orient) ; dans un second temps, d'accuser le retard pris sur d'autres puissances sidérurgiques pour le DRI H₂, notamment la Chine qui a fixé un objectif de production de 15 à 20 Mt d'acier par cette voie d'ici 2030⁶³ (soit plus de 10% de l'actuelle production européenne d'acier, toutes filières confondues).

Figure 29
Comparaison offre-demande pour la production d'hydrogène à destination de la sidérurgie, en France sur la période 2030 - 2040



62. https://www.france-hydrogene.org/press_release/la-decarbonation-de-lacier-franchit-une-nouvelle-etape-le-groupe-shs-et-verso-energy-signent-un-contrat-pionnier-de-fourniture-dhydrogene/

63. https://transitionasia.org/wp-content/uploads/2025/01/Will_China_Win_the_Green_Steel_Race_250124.pdf

CHALEUR INDUSTRIELLE

L'hydrogène décarboné est également pertinent pour décarboner des procédés qui ont des besoins en chaleur haute température :

- Dans la sidérurgie pour les fours de réchauffage et de traitements thermiques comme l'envisage le projet HyDreams de Swiss Steel. Une fois la maturité technologique atteinte, ces nouveaux procédés pourraient représenter un besoin en hydrogène décarboné de plusieurs milliers de tonnes par site. Ugitech, filiale de Swiss Steel, a signé un protocole d'accord avec Lhyfe en 2024 pour l'installation d'un électrolyseur d'une capacité de 30 MW⁶⁴.
- Dans la fabrication de verre et de ses dérivés (ex : laine de verre) comme l'ambitionne Saint Gobain avec les projets HyVer⁶⁵ – en France, encore au stade de R&D
- Dans la pétrochimie pour la production d'éthylène et de ses dérivés, pour décarboner la chaleur nécessaire aux fours vapeurs et aux vapocraqueurs
- Dans la filière tuile et briques pour les fours de cuisson, comme l'étudie le programme de recherche HyDéTOP⁶⁶

Ces besoins pour la chaleur industrielle ouvrent également la voie à d'autres modes de production d'hydrogène pertinentes comme la plasmalyse de méthane, présentant l'avantage de se greffer sur des sites industriels utilisant le gaz naturel. En 2025, l'entreprise Spark Cleantech a ainsi levé 30 millions d'euros pour poursuivre la maturation de la technologie et son développement⁶⁷.

5.6. TRANSPORT TERRESTRE

La filière capitalise sur son retour d'expérience pour faire évoluer et affiner les modèles de déploiement en lien avec les cas d'usage les plus pertinents. La réussite de son déploiement repose sur l'engagement et la mobilisation d'un écosystème d'acteurs complémentaires et la réunion d'un ensemble de conditions : compétitivité de l'hydrogène à la pompe, maillage des stations de distribution, offre de véhicules adaptée aux usages, soutien de l'État pour atteindre les seuils de production et d'exploitation critique.

Stations de distribution d'hydrogène

En avril 2024, l'Union européenne a adopté le règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (Alternative Fuel Infrastructure Regulation – AFIR) afin d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Ce dernier prévoit le déploiement des stations de ravitaillement en hydrogène d'ici 2030 le long du Réseau transeuropéen de transport (RTE-T), avec l'objectif de positionner un point d'avitaillement d'un débit minimal d'1 t_{H₂}/j, tous les 200 km, sur les 9 axes du réseau et dans chaque nœud urbain.

S'inscrivant pleinement dans cette ambition, la France comptabilise à date 50 stations (débit supérieur à 50 kg/j) sur le territoire (cf. figure 30), dont 39 en accès public, avec une capacité de distribution journalière cumulée de plus de 32 t_{H₂}/j et continue de développer son réseau de distribution. Ainsi, en 2025, 11 nouvelles stations⁶⁸ de distribution d'hydrogène ont été inaugurées, dont 10 en accès public. Ces dernières sont notamment venues compléter le maillage prévu dans le cadre du projet Zero Emission Valley en région AURA, piloté par la société de projet Himpulsion. Le maillage régional devrait continuer de s'étoffer en 2026 notamment avec l'inauguration de 7 stations en Occitanie dans le cadre du programme régional Corridor H₂.

À date, on recense 58 projets de stations sur l'ensemble du territoire (cf. Figure 31) avec des niveaux d'avancement variés et une mise en service pour l'ensemble des projets au plus tard à 2030, amenant à un total de 108 stations. Si ces projets contribuent au développement du maillage des principaux axes autoroutiers, ils restent insuffisants pour atteindre les objectifs fixés par le règlement AFIR, qui appellent le développement d'une trentaine de stations supplémentaires (diagnostic du maillage AFIR réalisé par France Hydrogène).

64. <https://fr.lhyfe.com/presse/lhyfe-et-ugitech-filiale-de-swiss-steel-group-signent-un-protocole-daccord-pour-decarboner-les-activites-de-lacieriste-grace-a-lhydrogene-vert/>

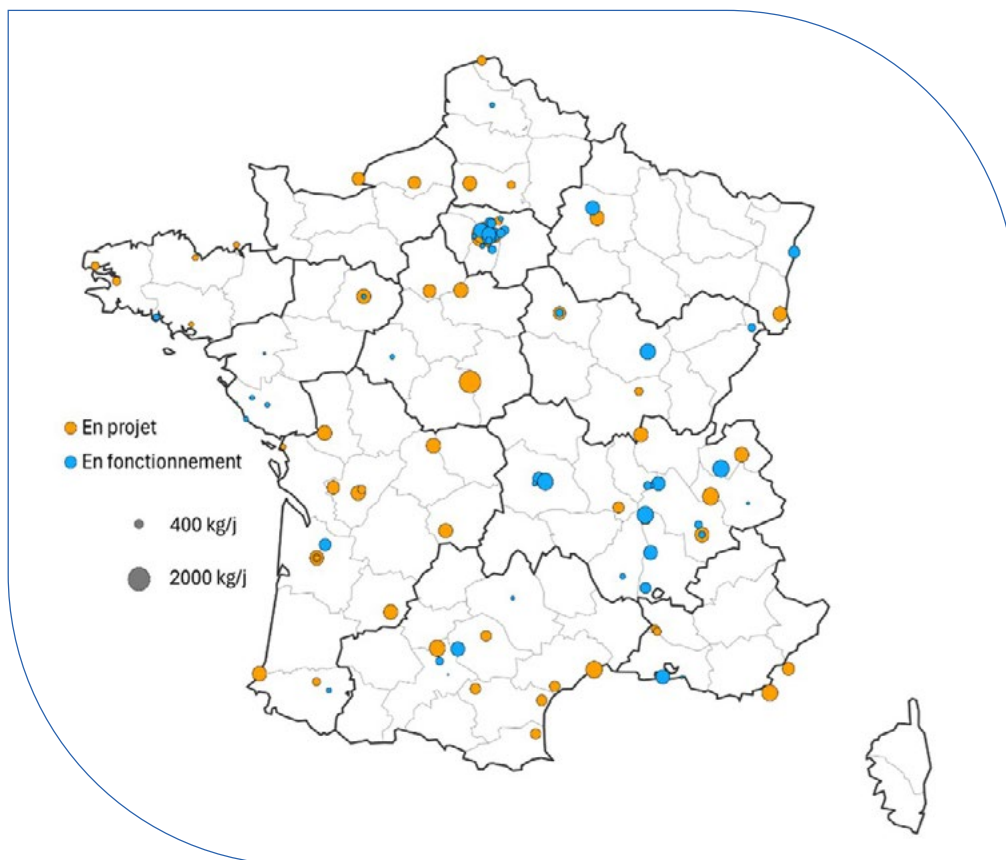
65. <https://www.lagazettefrance.fr/article/laureat-france-2030-saint-gobain-continue-d-investir-dans-l-hydrogene>

66. [Projet HyDéTOP, 2025](#)

67. <https://www.usinenouvelle.com/energie/hydrogene/spark-cleantech-veut-decarboner-la-chaleur-industrielle-grace-a-sa-technologie-de-plasmalyse-du-methane.MIHKDC HQ7BH YXJQOJ3SVV6PA34.html>

68. En Auvergne-Rhône-Alpes, 1 en Centre-Val de Loire, 1 en Grand Est, 2 en Île-de-France et 1 en Nouvelle-Aquitaine.

Figure 31
Cartographie des stations de distribution d'hydrogène en fonctionnement et en projet en France

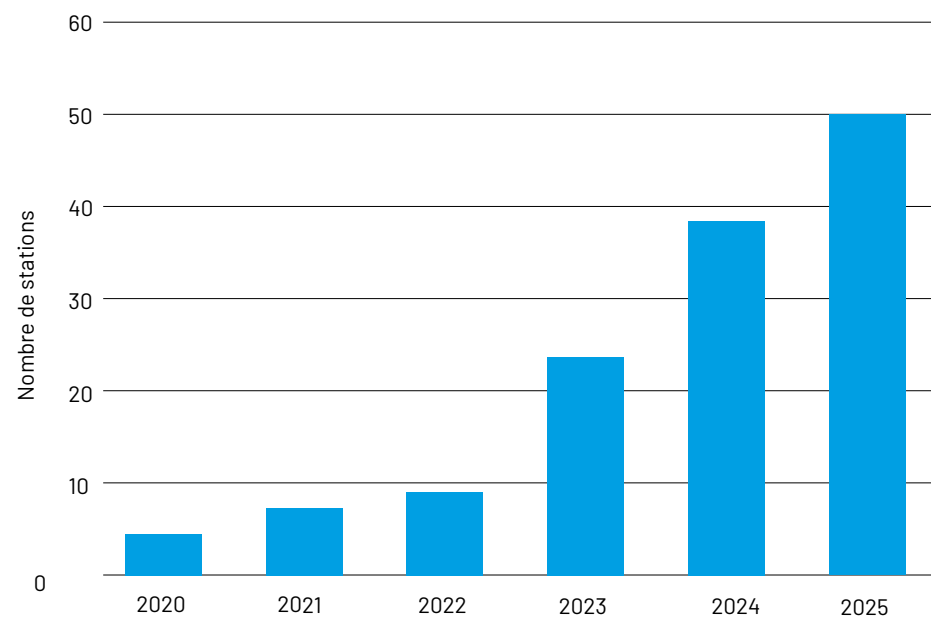


DES ACTEURS INDUSTRIELS FRANÇAIS BIEN POSITIONNÉS À L'INTERNATIONAL

Les fabricants français de stations de distribution HRS et Ataway se positionnent à l'international et représentent désormais une part de marché conséquente au niveau européen. Le Groupe Madic a quant à lui inauguré sa première station hydrogène en fin d'année.



Figure 30
Évolution du nombre de stations de distribution d'hydrogène installées et en fonctionnement sur la période 2020 - 2025



Évolution du modèle de production d'hydrogène pour l'alimentation des stations de distribution

Le retour d'expérience des premiers projets de production pour la mobilité a été mis à profit pour optimiser les coûts des nouveaux projets. Ainsi, le modèle initial décentralisé de production (installations de production sur les sites d'avitaillement) évolue vers un modèle de production semi-centralisé soutenu par une logistique de distribution par camion vers les sites de ravitaillement et de consommation à proximité.

Le projet IMAGHyNE en Auvergne-Rhône-Alpes illustre cette évolution stratégique : initialement conçu avec 3 sites de production d'hydrogène de 1-2 MW, le projet s'est réorienté vers une production semi-centralisée autour du projet de Lhyfe Le Cheylas de 10 MW, soutenu par le retour d'expérience du développement de sites de production de 5 MW à Buléon et à Bessières⁶⁹.

La pérennité du réseau de stations hydrogène constitue un facteur déterminant pour le déploiement de la mobilité lourde, en particulier dans le transport routier de longue distance. Dans un contexte de montée en charge progressive des flottes, l'atteinte de l'équilibre économique des stations requiert un accompagnement public transitoire, combinant des leviers agissant sur la demande et sur l'offre.

Les dispositifs TIRUERT et IRICC contribuent à améliorer la compétitivité de l'hydrogène dans les transports, notamment en créant la demande auprès des distributeurs de carburants conventionnels (cf. partie 2).

Ces dispositifs doivent toutefois être complétés par des aides à l'acquisition ou à la location de véhicules hydrogène, ainsi que par des mesures de réduction des coûts d'exploitation, au premier rang desquelles figurent les exemptions de péage autoroutier pour les véhicules zéro émission, permises par le cadre réglementaire européen jusqu'en 2031. En parallèle, afin de sécuriser les investissements réalisés par les opérateurs de stations en anticipation des volumes, la mise en place de mécanismes de soutien à l'exploitation apparaît nécessaire pour couvrir les surcoûts initiaux liés aux faibles taux d'utilisation.

Figure 32
Cartographie des projets de production (> 0,5 MW_{eq}) à destination de la mobilité terrestre



69. La construction d'un troisième site de 5 MW à Croixrault dans la Somme a été lancée en janvier 2025.

UNE ALLIANCE EUROPÉENNE DES OPÉRATEURS DE STATIONS

En novembre 2025, six opérateurs européens de réseaux de stations de distribution d'hydrogène, dont les Français HYmpulsion et TEAL Mobility, se sont associés pour former la H2 Infra Alliance, créant ainsi le plus grand réseau européen de stations de distribution d'hydrogène : 92 stations existantes et 39 projets de nouvelles stations d'ici 2028. Son objectif : établir un réseau intégré de stations hydrogène à l'échelle du continent, allant du nord au sud de l'Europe le long des grands axes autoroutiers.

Camions : transport routier lourd de marchandises et camions bennes à ordures ménagères (BOM)

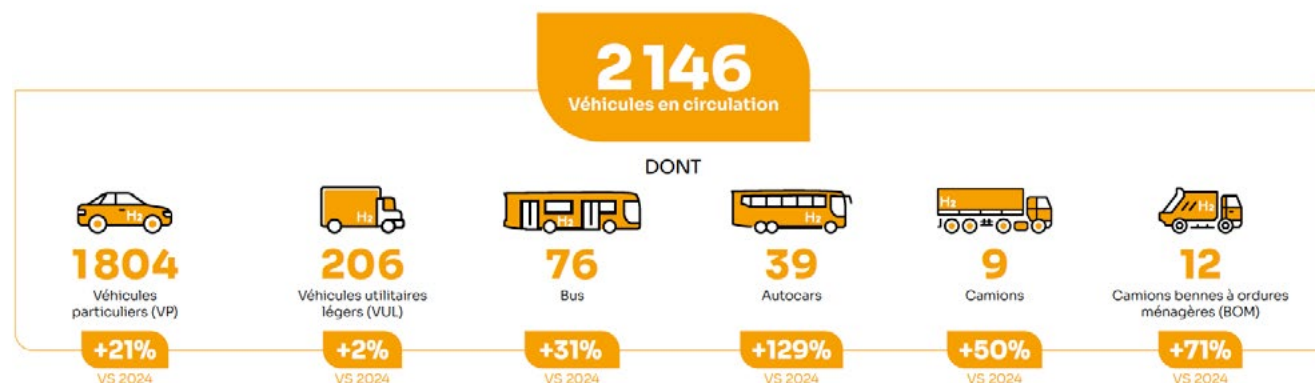
En raison des longues distances parcourues, du besoin de préserver une charge utile importante et de l'avantage opérationnel d'une recharge rapide, la mobilité hydrogène adresse des usages qui ne sont pas couverts par la mobilité électrique à batterie. Parmi eux, le transport de marchandise par camions porteurs et tracteurs.

Malgré un soutien financier pour le déploiement de 200 camions (projets AdvancedH2Valley, AnnHYbal, Corridor H2, Grand-ParHY, Grand-LHYon, H2 Charente, H2 Vaucluse, HyAMMED, R'HySE, IMAGHyNE, etc.), le déploiement en France se heurte à une trop faible offre de véhicules. En effet, si les principaux constructeurs européens de camions testent la technologie hydrogène, ils ne s'engagent pas sur une production en série et la

Déploiement de véhicules routiers hydrogène

La SNH 2 réaffirme la pertinence de la mobilité routière hydrogène lourde et intensive, en complément de la mobilité électrique à batterie.

Figure 33
Évolution du nombre de véhicules hydrogène en circulation à fin 2025 par rapport à 2024 par typologie de véhicules



commercialisation d'une offre de véhicules. L'offre actuelle repose sur quelques acteurs pour les véhicules neufs à hydrogène (Hyundai, MAN et IVECO) et sur des acteurs du retrofit tels qu'Hyliko.

En 2025, des initiatives commencent tout de même à se multiplier : la commercialisation d'une première pré-série de 200 camions hydrogène à moteur à combustion interne d'hydrogène (MCI) par MAN, l'intégration de premiers camions hydrogène dans les flottes de véhicules de transporteurs (Bert&You, Jacky Perrenot, Mauffrey...) d'Air Liquide pour le transport d'hydrogène aux Pays-Bas et de Toyota pour le transport de pièces détachées depuis le port d'Anvers vers ses différents sites de production aux Pays-Bas, en Allemagne et en Région Hauts-de-France.

Par ailleurs, 12 camions bennes à ordures ménagères (BOM) sont aujourd'hui en circulation en France, une

vingtaine sont en cours de déploiement et une douzaine de collectivités ont annoncé des intentions de commandes. Malgré le lancement en 2025 d'une offre en véhicule neuf par le constructeur Hyundai, en complément de l'offre de retrofit proposée notamment par GCK, le développement de ce segment reste lui aussi contraint par une offre limitée de véhicules adaptés aux contraintes opérationnelles de la collecte de déchets.

Transport collectif de passagers : bus et autocars

Portée par les collectivités territoriales, qui recourent notamment à la solution hydrogène pour verdir leurs flottes de bus, le déploiement de bus devrait s'accélérer dans les prochaines années. Fin 2025, 76 bus hydrogène sont en circulation et, sur la base des commandes engagées ou annoncées, on devrait en compter environ 400 sur les routes en 2030.

Les Conseils régionaux, qui exploitent des autocars à la fois pour le transport interurbain et pour le transport scolaire, continuent également d'alimenter les carnets de commande : 39 sont aujourd'hui en circulation et une centaine devraient l'être à horizon 2027. Cet usage est particulièrement pertinent en raison des longues distances parcourues et de l'avantage opérationnel d'une recharge rapide.

Mobilité légère intensive : taxis et véhicules utilitaires légers (VUL)

La mobilité légère reste portée par les taxis parisiens de la société Hysetco, qui a annoncé en octobre 2025 un partenariat avec le groupe Uber pour proposer une offre intégrée de véhicule à hydrogène aux chauffeurs de VTC.

En 2025, le déploiement des VUL devait s'accélérer avec la commercialisation d'une gamme complète de fourgons hydrogène par le groupe Stellantis, soutenue par le lancement au printemps dernier d'un appel à projet de l'État pour un dispositif d'aide à l'acquisition ou à la location de 500 VUL destinés à des usages non adressables par des fourgons électriques à batterie. Cet élan s'est brusquement arrêté avec le retrait de Stellantis qui, malgré les marques d'intérêts de nombreux acteurs publics et privés, a décidé de suspendre la production et la commercialisation de son offre. Si plusieurs acteurs français réenvisagent la commercialisation de véhicules, en motorisation électrique avec pile à combustible ou en motorisation thermique à combustion interne d'hydrogène, aucun n'affiche de perspective de production en série et de commercialisation à court ou moyen-terme.

Pleinement pertinente, la mobilité hydrogène continue de se développer à l'international avec un déploiement de véhicules hydrogène qui s'accélère nettement et a changé d'échelle en Asie : en Corée, au Japon, et plus particulièrement en Chine.

Ainsi, en Corée du Sud, 3 mois après son lancement, le nouveau SUV à hydrogène de Hyundai s'approchait déjà des 7000 commandes et le nombre de bus à hydrogène en circulation a déjà dépassé les 1 000 unités. Le gouvernement japonais a quant à lui lancé un programme de subventions ciblées pour accélérer l'adoption des véhicules à hydrogène, en particulier les camions et bus à pile à combustible.

De son côté, la Chine a élevé l'hydrogène au rang de priorité stratégique dans son 15^e plan quinquennal (2026–2030), une orientation qui s'accompagne d'un accroissement notable des investissements publics dans les infrastructures, les capacités de production et la R&D. La stratégie repose sur un soutien budgétaire massif pour développer les réseaux de stations hydrogène et financer des flottes d'engins lourds dans les zones minières, en particulier en Mongolie intérieure, au Xinjiang et dans le Guangdong. En octobre 2025, Yutong a signé un contrat pour la fourniture de 500 camions à hydrogène avec la ville de Zhengzhou, dans la province du Henan et en décembre, Hyundai a annoncé avoir obtenu commande de la ville de Guangzhou (Canton) pour plus de 200 bus hydrogène. Au total, près de 30 000 véhicules routiers à hydrogène sont actuellement en circulation dans le pays et 500 stations de distribution ont été déployées.

FERROVIAIRE

À l'international, le fret ferroviaire hydrogène continue de se développer.

En Pologne, le constructeur ferroviaire PESA a procédé en septembre à la première exploitation commerciale sur une ligne publique de sa locomotive de fret à hydrogène qu'il a depuis commencé à commercialiser.

Au Chili, la société FCAB a inauguré en novembre 2025 la première locomotive à hydrogène d'Amérique latine, conçue et fabriquée par l'entreprise chinoise AHTECH CRRC Qishuyan Company.

Par ailleurs, plusieurs autres constructeurs ferroviaires continuent à développer, voire commercialisent, des trains de transport de passagers à hydrogène : Siemens Mobility (Allemagne), Stadler Rail (Suisse), CAF (Espagne) ou J-TREC (Japon).

À contre-courant de cette dynamique, Alstom a annoncé en novembre 2025 la suspension de son programme sur le développement de briques technologiques de traction à hydrogène pour le ferroviaire et d'une locomotive hydrogène de manœuvre pour le fret, qui avait fait l'objet d'un soutien financier de l'État dans le cadre du PIIEC H2Tech.

Le groupe poursuit cependant le projet du TER Regiolis à motorisation bi-mode électrique-hydrogène et a procédé à l'automne aux tests de certification du Regiolis sur l'anneau d'essais ferroviaires de Velim en République Tchèque, en vue de livrer 12 rames TER commandées en 2021 par les régions Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Grand Est et Occitanie. 4 premières rames, une par région, devraient être livrées d'ici la fin 2026, et commencer à circuler début 2027.

5.7. SYNTHÈSE

La figure 34 ci-dessous présente la synthèse de l'équilibre offre-demande dans les principaux secteurs d'usages de l'hydrogène décarboné.

Les conditions technico-économiques actuelles et l'absence d'une valorisation adaptée de la tonne de CO₂ génèrent un défaut de compétitivité qui entrave le développement naturel du marché.

À l'horizon 2030, le déséquilibre entre l'offre et la demande d'hydrogène s'explique principalement par le décalage dans le déploiement des politiques de soutien à la demande. Ce décalage a conduit au report à l'horizon 2030-2032 de plusieurs projets industriels structurants, notamment dans les filières des carburants de synthèse et de la sidérurgie.

L'adoption rapide d'outils de création de la demande est donc une condition nécessaire à la concrétisation des projets.

Cela suppose la mise en place par l'État et l'Union européenne d'un cadre réglementaire incitatif, donnant aux industriels une visibilité à 2040, sans reposer sur les finances publiques (scénario haut) :

- Au niveau national, le bon dimensionnement de l'IRICC (raffinage, transport terrestre, e-carburants maritimes) et la mise en place d'un contrat pour la différence sur les e-SAF, autofinancé par des contributions des acteurs du secteur aérien.

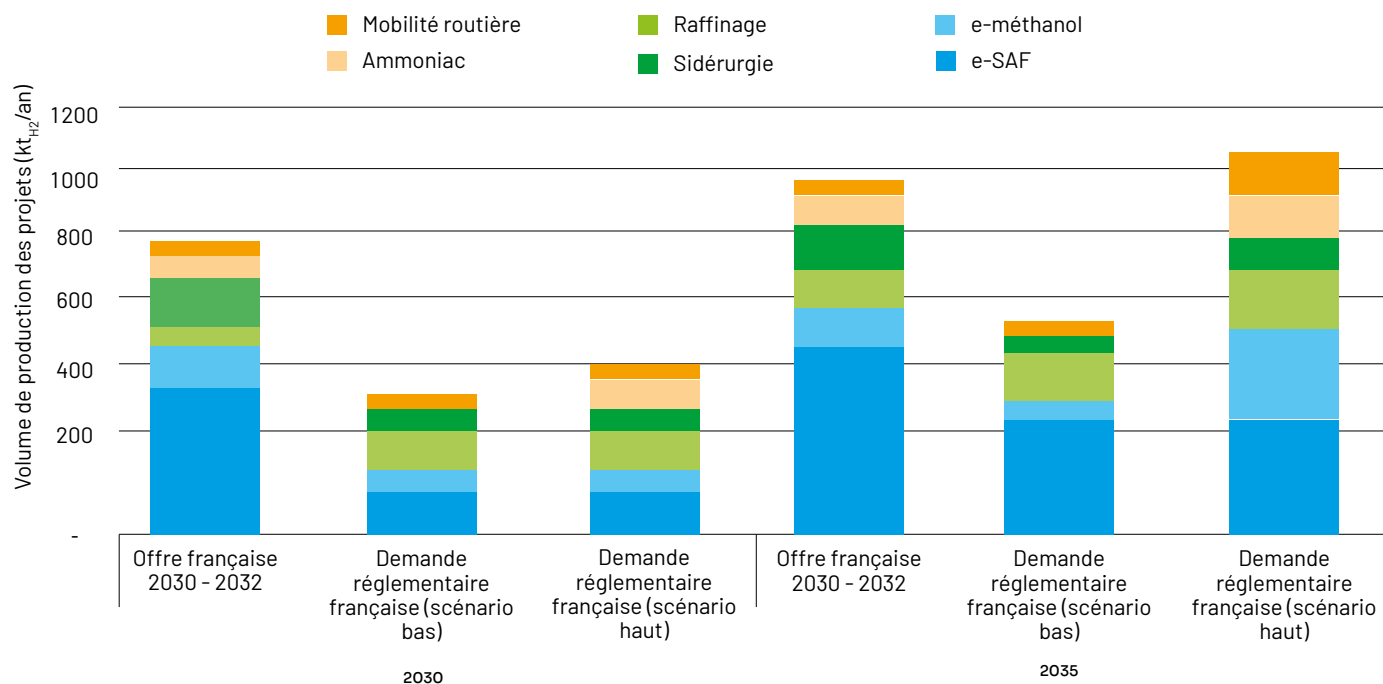
- Au niveau européen, la création de marchés pilotes industriels pour l'acier et les engrais bas-carbone fondés sur des obligations ciblées d'incorporation de produits décarbonés. Trois critères régissent la sélection de ces marchés finaux : un impact prix très limité ($\leq 1-2\%$), des volumes induits d'hydrogène conséquents, un surcoût reporté sur des acteurs pertinents.

Inversement, un mauvais calibrage des politiques de demande française et européenne ne drainerait pas une demande domestique suffisante pour la création d'un socle de projets industriels aligné avec les objectifs portés dans la SNH 2 (scénario bas).

Par ailleurs, une part importante des projets français a vocation à répondre à une demande européenne croissante, en particulier dans les carburants de synthèse et la sidérurgie. Cette dimension export, stratégique pour la valorisation du potentiel industriel français, n'est pas intégrée dans l'exercice de modélisation de la demande présenté dans ce rapport, volontairement centré sur les débouchés domestiques. Elle contribue néanmoins à expliquer le décalage apparent entre capacités de production projetées et volumes consommés en France à l'horizon 2030.

Figure 34

Comparaison offre-demande en hydrogène décarboné pour les principaux secteurs d'usages à 2030 et 2035



6

Les atouts dont dispose la France pour concourir au niveau européen et mondial



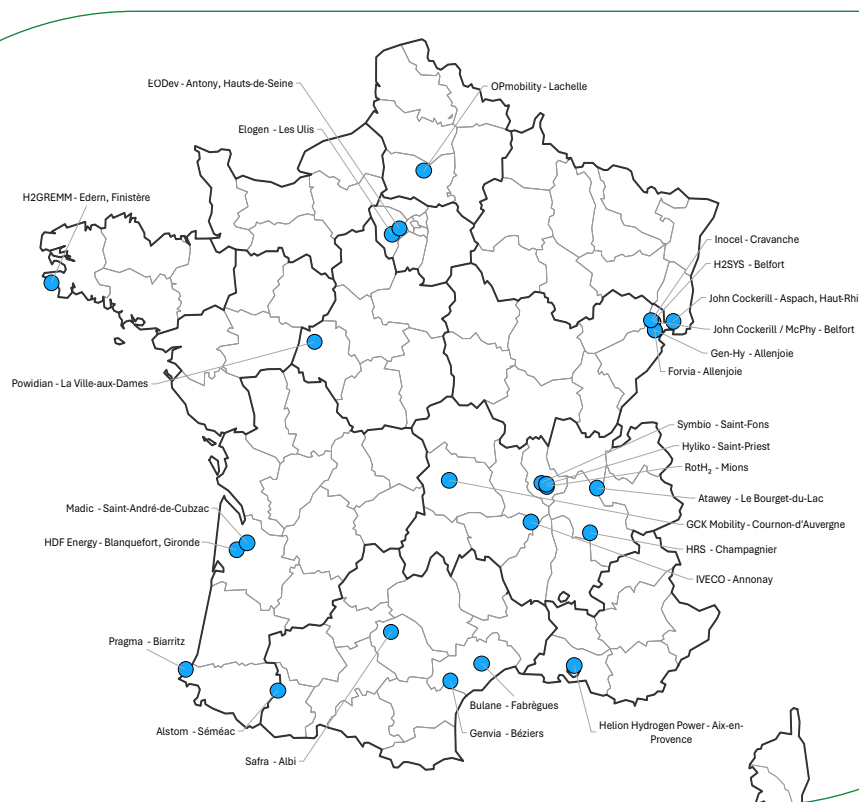
© Genvia

ÉTUDE BDO X FRANCE HYDROGÈNE (PUBLIÉE EN JANVIER 2025)

En 2023, la filière hydrogène a généré près de 1 Md€ de valeur ajoutée (PIB). Les activités de la filière soutiennent plus de 16 400 emplois au global sur toute la chaîne de valeur. Parmi eux, 6300 emplois sont directement liés aux activités de la filière hydrogène (emplois directs). L'écosystème manufacturier représente au total 40% des emplois.

En 2035, l'écosystème hydrogène en France pourrait représenter plus de 66 600 emplois et contribuer à hauteur de 13 Mds€ au produit intérieur brut (PIB) du pays. La filière hydrogène contribuerait ainsi à 7% de l'effort de réindustrialisation de la France.

Figure 35
Usine de fabrication d'équipements clés en fonctionnement à fin 2025



6.1. LE TISSU MANUFACTURIER : ENJEU DE SOUVERAINETÉ

Indispensable à la souveraineté technologique et industrielle, le tissu manufacturier qui soutient la filière hydrogène française est composé d'un large réseau d'entreprises (systémiers, équipementiers, fabricants de composants) réparties sur toute la chaîne de valeur.

Le développement de cet écosystème s'est fortement accru depuis 2020 avec de nouveaux sites qui ont émergé sur l'ensemble du territoire, reflétant le dynamisme et la diversité des technologies et des applications de la filière et contribuant à la création de la valeur et à la réindustrialisation des territoires⁷⁰.

2025 a cependant été marquée par des fermetures d'entreprises structurantes pour l'écosystème manufacturier français, à l'instar de :

- McPhy, fabricant d'électrolyseur alcalin placé en redressement judiciaire en début d'année 2025, qui depuis a vu ses actifs rachetés par John Cockerill, autre fabricant franco-belge d'électrolyseurs du même type.
- Elogen, fabricant français d'électrolyseur de type PEM et filiale du groupe français GTT, a annoncé une réorientation stratégique de ses activités vers la R&D mettant en pause son usine de production d'électrolyseurs à Vendôme.
- À la suite de l'arrêt du programme VUL de Stellantis (partie 5.6.), l'entreprise Symbio qui constituait la plus grande usine de pile à combustible d'Europe, a vu ses activités dépendantes du constructeur français bouleversées et cherche à se réorienter vers le marché du poids-lourd.
- L'entreprise Mahytec, rachetée par le groupe allemand Hensoldt en 2022, a cessé son activité⁷¹ faute de débouchés suffisant pour ses systèmes de stockage en bouteilles.
- Le fabricant de bus Safra, mis en liquidation judiciaire, a été repris par l'entreprise chinoise Wanrun⁷² pour réorganiser l'entreprise et poursuivre son développement.

70. <https://www.france-hydrogene.org/publication/hydrogene-une-realite-dans-les-territoires/?cn-reloaded=1>

71. <https://www.lesechos.fr/pme-regions/bourgogne-franche-comte/stockage-dhydrogene-laventure-mahytec-touche-a-sa-fin-2157869>

72. <https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/bus-a-hydrogene-le-dernier-constructeur-francais-repris-par-le-chinois-wanrun-2166402>

Ces exemples sont la conséquence, entre autres, d'une demande en équipements plus faible qu'anticipée couplée à un contexte économique général défavorable à l'industrialisation des technologies de la décarbonation.

Néanmoins, la dynamique d'émergence d'acteurs industriels français et européens, engagés pour développer un savoir-faire français et consolider le positionnement stratégique de la filière française sur l'échiquier international se poursuit comme en témoigne les actualités présentées ci-dessous (liste non exhaustive).

17 avril

Gen-Hy va implanter sur le site d'Allenjoie, en Bourgogne-Franche-Comté, la première usine française d'électrolyseurs AEM, une technologie stratégique pour la production d'hydrogène vert sans matériaux rares. À l'échelle mondiale, seuls huit fabricants de membranes AEM sont identifiés, dont trois en Europe — Gen-Hy étant le seul à proposer une technologie brevetée sans matériaux rares, intégrant ses propres membranes AEM à haute performance, affichant ainsi une maîtrise complète de la chaîne de valeur. L'usine, dont la mise en service est prévue pour le premier trimestre 2026, affichera une capacité annuelle de 350 électrolyseurs AEM (de 100 kW à 2 MW) à pleine puissance et devrait générer 150 emplois dans les quatre premières années, puis 250 à terme.

5 juin

Vallourec annonce la qualification officielle de Delphy, sa solution de stockage vertical d'hydrogène gazeux, par DNV. Delphy permet de stocker de 1 à 100 tonnes d'hydrogène dans un dispositif qui va jusque 100 mètres de profondeur. Lancé en 2022, le projet a mobilisé une trentaine de chercheurs et d'experts. Depuis l'inauguration de son démonstrateur en décembre 2023, Vallourec a poursuivi un strict processus de développement, technologie de stockage d'hydrogène qui permet d'aboutir aujourd'hui à la qualification de Delphy. Gage de la sécurité et de la fiabilité de la solution, cette qualification par des experts reconnus marque une étape décisive pour la commercialisation de la solution. Deux protocoles d'accord pour des projets de production et d'utilisation d'hydrogène vert ont été signés et une cinquantaine de projets sont actuellement en discussion, représentant un chiffre d'affaires potentiel d'environ 2 Mds€.

20 juin

EODev, spécialiste des solutions énergétiques zéro émission, inaugure son nouveau site d'assemblage et d'essai à Antony dans les Hauts-de-Seine. Cette usine de 7 000 m² regroupera une centaine de salariés et permettra d'accélérer la production de générateurs électro-hydrogène et systèmes de stockage.

8 juillet

Le groupe belge **John Cockerill reprend partiellement le fabricant d'électrolyseurs McPhy**, placé en redressement judiciaire le 4 juin. Cette reprise assure le maintien de la Gigafactory de Belfort, la **préservation de 70% des emplois**, dont une cinquantaine hautement qualifiés, le développement des électrolyseurs de demain et la **continuité d'une filière technologique stratégique** pour la transition énergétique.

Décembre 2025

Mincatec Energy lance sa première ligne de production de réservoirs d'hydrogène sous forme solide dans un atelier de 1500 m² à Belfort.

6.2. FORMER LES TALENTS DE DEMAIN : COMPÉTENCES, MÉTIERS ET FORMATION

Assurer la présence des talents qualifiés capables de répondre aux défis technologiques et économiques de la filière est une condition indispensable au maintien et perfectionnement du savoir-faire français. Cet enjeu structurant pour le développement d'une filière hydrogène française souveraine fait l'objet d'un soutien spécifique des pouvoirs publics.

Ainsi, l'hydrogène fait partie des filières stratégiques couvertes par l'appel à manifestation d'intérêt « Compétences et métiers d'avenir » (AMI CMA), qui soutient l'acquisition des compétences nécessaires aux filières impliquées dans les grandes transitions économiques et technologiques⁷³. Depuis son lancement en 2022, 11 des 15 régions françaises sont couvertes par des projets CMA intégrant l'hydrogène, permettant la formation de 50 000 personnes, de niveau bac à bac +5, et la sensibilisation de 100 000 personnes.

En 2025, l'État a réaffirmé le rôle essentiel de la formation avec l'annonce du programme École PEPR-H2 au moment de la publication de la SNH 2. L'offre de formation, qui s'adresse aussi bien aux étudiants (formation initiale) qu'aux professionnels en reconversion (formations spécialisées, plateaux techniques, expertises pédagogiques), continue de s'étoffer. Territoires, écoles et universités, et entreprises de la filière se mobilisent pour accompagner le développement de l'ensemble de la chaîne de compétences, en sensibilisant et formant aux métiers de la filière. Dans cette perspective, France Hydrogène a élaboré en 2025, en partenariat avec l'UIMM, une liste des principales certifications relatives aux compétences recherchées par la filière visant à répondre aux besoins des entreprises de la filière hydrogène — en particulier les industriels.

L'UIMM Lorraine a ainsi remporté en mars l'appel à projet « Atténuer les effets de la transition écologique et énergétique » lancé par la DREETS GRAND EST pour la mise en œuvre de deux projets complémentaires : un dédié à la promotion des métiers liés à l'hydrogène et l'autre à la mise en place de 3 formations : formations initiales pour les métiers fondamentaux, formation à la sécurité et parcours de formation

73. [Le projet DEF'Hy réunissant les acteurs emblématiques de l'emploi et la formation, l'AFPA, EIT Innoenergy, Pôle emploi, RCO-Le Réseau des Carif-Oref, Adecco Digital France et France Hydrogène a été lauréat de cet AAP en 2023](#)

figure 36
Typologie des métiers de la filière hydrogène

Conception, ingénierie, recherche et développement industriel	Conception et dessin de produits électriques et électroniques
	Conception et dessin de produits mécaniques
	Études et développement informatique
	Ingénierie et études du BTP
	Intervention technique en études et conception en automatisme
	Intervention technique en études et développement électronique
	Intervention technique en études, recherche et développement
	Intervention technique en méthodes et industrialisation
	Management et ingénierie de production
	Management et ingénierie études, recherche et développement industriel
Opérations (installation, exploitation et maintenance)	Management et ingénierie méthodes et industrialisation
	Ajustement et montage de fabrication
	Câblage électrique et électromécanique
	Chaudronnerie - tôlerie
	Conduite installation automatisée de prod électrique, électronique & microélectronique
	Installation d'équipements sanitaires et thermiques
	Installation et maintenance d'équipement industriels et d'exploitation
	Installation et maintenance électronique
	Maintenance électronique
	Maintenance mécanique industrielle
Qualité, environnement, conformité et maîtrise des risques	Pilotage d'installation énergétique et pétrochimique
	Réalisation et montage en tuyauterie
	Soudage manuel
	Intervention de conformité
Fonctions Supports	Intervention technique en Hygiène Sécurité Environnement - HSE - industriel
	Intervention technique en laboratoire d'analyse industrielle
	Management et ingénierie Hygiène Sécurité Environnement - HSE - industriel
	Management et ingénierie qualité industrielle
Usages	Conseil en organisation et management d'entreprise
	Management et ingénierie d'affaires
	Relation commerciale grands comptes et entreprises
	Conduite de transport de marchandises sur longue distance
	Conduite de transport de particuliers
	Conduite de transport en commun sur route

individualisé, adapté aux besoins spécifiques et intégrant des certifications et habilitations supplémentaires. Ce travail s'est notamment appuyé sur un travail mené en 2025 conjoint UIMM-France Hydrogène.

En complément, les entreprises investissent dans la formation interne de leurs salariés, à l'instar de la RATP DEV qui, dans le cadre de la création d'un centre d'excellence consacré à l'hydrogène à la Roche-sur-Yon, a développé en collaboration avec le Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM), Lhyfe et Energie Formation un parcours de formation de 5 jours dédié à la maintenance des bus hydrogène. Les premiers salariés ont été formés en mars dernier. Par ailleurs, GRDF et Energy Formation ont inauguré en décembre 2024 la plateforme de formation H²Zone à Saint-Étienne-de-Montluc, près de Nantes (Loire-Atlantique) pour les techniciens de GRDF et les acteurs de la filière.

6.3. LA RECHERCHE, LEVIER D'EXCELLENCE ESSENTIEL À LA COMPÉTITIVITÉ DE LA FILIÈRE FRANÇAISE

Sur la période 2011-2020, la France et ses industriels figurait parmi les leaders mondiaux de la recherche mondiale dans l'hydrogène en matière de dépôts de brevets⁷⁴. Depuis la première Stratégie Nationale Hydrogène publiée en 2020, l'État a mis en place plusieurs dispositifs pour maintenir l'excellence de la recherche et de l'innovation française dans l'hydrogène.

En 2021 était lancé un programme PEPR (Programme et Équipements Prioritaires de Recherche) spécifique sur l'hydrogène décarboné auquel 83 millions d'euros ont été alloués pour financer 21 projets sur 7 ans, couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur.

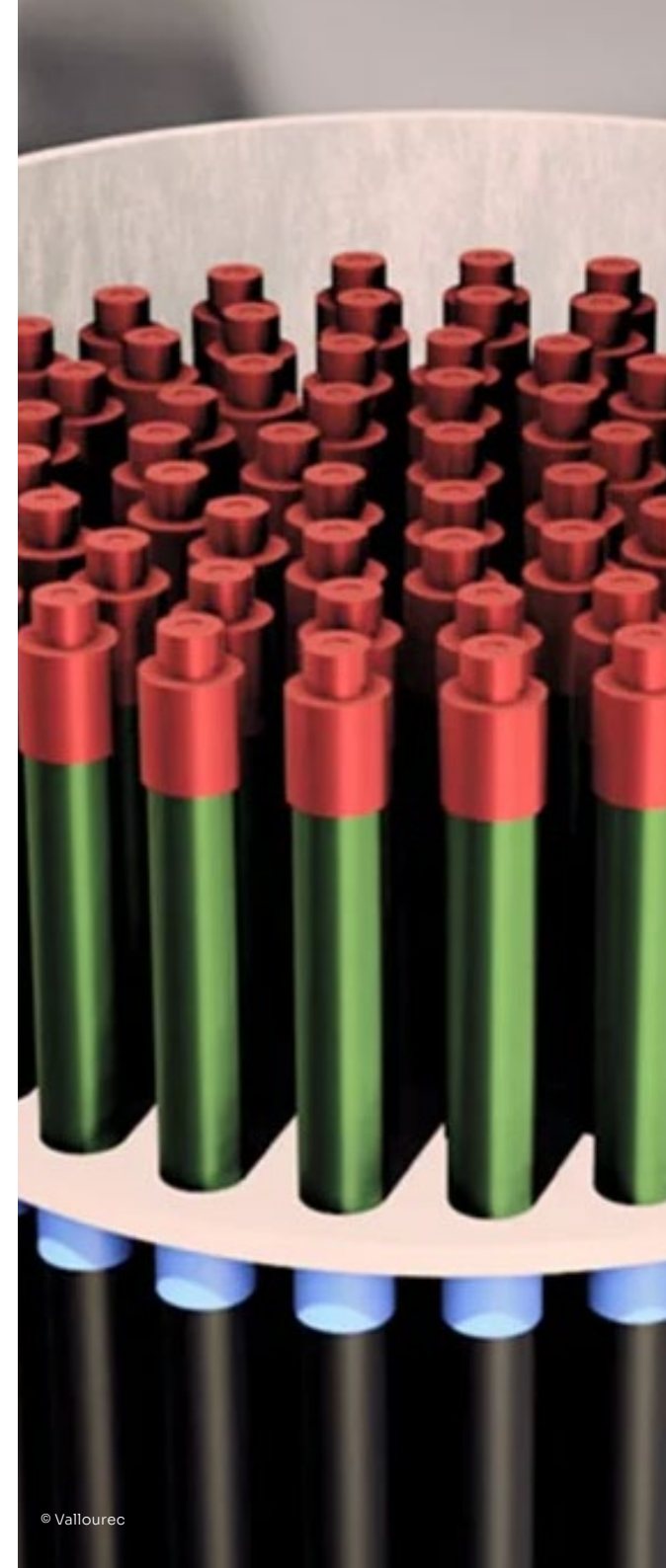
Quatre ans après, les résultats des projets démontrent des résultats scientifiques majeurs avec plus de 80 articles actuellement publiés dans des revues scientifiques⁷⁵.

En complément des travaux de recherche, le consortium H2Dec a été mis en place en 2024, réunissant des laboratoires de recherche et des structures de transfert de technologies (SATT), avec pour objectif d'accélérer le développement et le transfert vers l'industrie des innovations issues de la recherche publique française. Cette initiative s'inscrit dans une dynamique plus large de collaboration étroite entre les industriels français et la recherche publique afin d'adapter les travaux de cette dernière aux besoins de ces premiers, à l'instar du réseau CNRS Entreprises et des partenariats public-privé du CEA. Le laboratoire commun Alcal'HYlab lancé en 2025 entre Michelin, le CNRS et les universités Université Grenoble Alpes, Grenoble INP-UGA, Université Savoie Mont Blanc illustre cette collaboration étroite et de long terme entre les secteurs public et privé.

Enfin, dans la stratégie nationale révisée, le gouvernement prévoit de renforcer les échanges scientifiques et techniques avec d'autres pays, notamment à travers la création de postes d'experts internationaux dédiés à l'hydrogène ; une ambition qui s'illustre notamment par le partenariat entre Expertise France et le Centre franco-australien sur la transition énergétique (FACET), dans la continuité des appels à projets bilatéraux de l'Agence nationale de la recherche (ANR) : l'un sur le « développement de la filière hydrogène pour le futur mix énergétique » lancé en mars 2024 conjointement avec les ministères de la recherche français (MESR) et allemand (BMBF), via le *Projektträger Jülich* et l'autre avec le Département des Sciences et Technologies (DST) du gouvernement indien sur les « Innovations en hydrogène vert pour des solutions énergétiques durables » (GH₂SES) lancé en mars 2025.

74. [Hydrogen patents for a clean energy future - A global trend analysis of innovation along hydrogen](#)

75. Newsletter PEPR H2, Septembre 2025



Conclusion

En 2025, le développement de l'hydrogène décarboné a engagé 110 Mds€ d'investissements dans le monde et 65 pays étaient dotés d'une feuille de route hydrogène. Dans ce contexte, la filière hydrogène décarboné s'impose comme un levier incontournable de la reconfiguration industrielle de plusieurs secteurs stratégiques : raffinage, aérien, maritime, fret routier, sidérurgie, ammoniac et engrais.

Dans ce cadre, le développement d'une filière hydrogène française intégrée répond au double impératif de décarbonation et de souveraineté industrielle et énergétique par la réduction des dépendances aux importations fossiles, la valorisation des atouts du système électrique bas-carbone français et la création d'un tissu industriel porteur d'emplois qualifiés.

Cinq ans après la publication de la Stratégie nationale hydrogène, la filière française est entrée dans une phase de passage à l'échelle industrielle portée par l'engagement des acteurs positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur, des élus nationaux et territoriaux. **Les projets gagnent en taille et en ambition**, les capacités de production projetées à horizon 2035 seraient en mesure de couvrir les besoins identifiés, et **certains segments – en particulier les carburants de synthèse – positionnent la France parmi les leaders européens et mondiaux.**

Cette dynamique ne doit toutefois pas masquer les fragilités persistantes : un décalage entre les ambitions affichées et la demande effectivement permise par le cadre réglementaire, un fléchage des financements insuffisant au regard des annonces, et une visibilité économique trop limitée pour sécuriser les décisions finales d'investissement et concrétiser le potentiel.

La réussite de la filière repose sur la capacité collective à lever ces verrous. Cela implique notamment un dimensionnement cohérent et effectif des politiques publiques notamment via la création de marchés pilotes pour aboutir à un alignement de la demande avec les objectifs fixés dans la SNH 2 à 2035.

À ces conditions, l'hydrogène décarboné pourra pleinement jouer son rôle de catalyseur d'une transition énergétique et industrielle en faveur de la souveraineté énergétique et de la compétitivité française et européenne.

Index.

Figure 1 : Etat des lieux des financements publics de la filière hydrogène (M€)

Page 12

Figure 2 : Investissements prévues dans le cadre du STIP

Page 13

Figure 3 : Exemples de financements européens structurants et de subventions allouées aux acteurs français pour des projets européens

Page 14

Figure 4 : Demande réglementaire en hydrogène décarboné dans le secteur du raffinage à horizon 2030 et 2035

Page 16

Figure 5 : Impact des marchés pilotes sur la demande en hydrogène décarboné et sur le surcoût des produits finis par marché

Page 19

Figure 6 : Scénario de demande réglementaire nationale en hydrogène décarboné pour répondre aux obligations ReFuelEU Aviation sur la période 2030 - 2040 (kt_{H2}/an)

Page 21

Figure 7 : Scénarios de demande en hydrogène décarboné pour le secteur maritime en France entre 2030 et 2040

Page 22

Figure 8 : Scénarios de demande nationale en hydrogène décarboné pour la mobilité routière à 2035 en kt_{H2}/an

Page 23

Figure 9 : Évolution de la demande nationale réglementaire en hydrogène décarboné en France sur la période 2030-2040 par scénario (bas et haut)

Page 24

Figure 10 : Comparaison de la demande nationale réglementaire par politique publique avec les objectifs de la SNH 2 à 2035

Page 25

Figure 11 : Comparaison de la demande réglementaire nationale par politique publique avec la demande évaluée par la SNH 2 à 2030

Page 25

Figure 12 : Capacité des projets de production d'hydrogène décarboné en France en t_{H2}/an

Page 27

Figure 13 : Évolution de la capacité de production d'hydrogène décarboné en projet à 2035 en ktH2/an par voie de production

Page 28

Figure 14 : Évolution de la capacité de production d'hydrogène décarboné par électrolyse en projet à 2035 en MW par niveau d'avancement de projet

Page 29

Figure 15 : Évolution de la capacité d'électrolyse installée sur la période 2020 - 2026 en MW

Page 29

Figure 16 : Cartographie des projets de production par électrolyse en opération et en construction (ou ayant passé la décision finale d'investissement, FID) en MW

Page 30

Figure 17 : Projets d'exploration d'hydrogène naturel en France - Surface d'exploration en km²

Page 31

Figure 18 : Cartographie des projets d'infrastructures de transport et de stockage géologique en France : hydrogénoducs, cavités salines et terminaux d'importation.

Page 33

Figure 19 : Perspectives de production d'hydrogène décarboné en France à 2035 (agrégation de projets)

Page 37

Index.

Figure 20 : Cartographie des projets de production d'e-SAF en France (e-kérosène & e-biokérosène, capacité de production supérieure à 10 kt/an)

Page 38

Figure 21 : Comparaison offre-demande en e-SAF en France sur la période 2030 – 2040

Page 39

Figure 22 : Cartographie des projets de production d'e-méthanol en France à destination des marchés maritime et/ou chimie (hors e-SAF)

Page 41

Figure 23 : Comparaison offre-demande en e-méthanol pour le maritime en France sur la période 2030 – 2040

Page 42

Figure 24 : Cartographie des projets de production d'hydrogène décarboné pour le raffinage par voie de production en $\text{kt}_{\text{H}_2}/\text{an}$

Page 44

Figure 25 : Comparaison offre-demande en hydrogène décarboné pour le secteur du raffinage sur la période 2030-2040

Page 44

Figure 26 : Cartographie des capacités de production d'hydrogène par vaporeformage et des projets de production d'hydrogène décarboné pour la production d'ammoniac en $\text{kt}_{\text{H}_2}/\text{an}$

Page 45

Figure 27 : Comparaison offre-demande pour la production d'ammoniac décarboné en France sur la période 2030 – 2040

Page 46

Figure 28 : Cartographie des projets de production d'hydrogène pour la sidérurgie et la chaleur industrielle

Page 47

Figure 29 : Comparaison offre-demande pour la production d'hydrogène à destination de la sidérurgie, en France sur la période 2030 – 2040

Page 48

Figure 30 : Évolution du nombre de stations de distribution d'hydrogène installées et en fonctionnement sur la période 2020 – 2025

Page 50

Figure 31 : Cartographie des stations de distribution d'hydrogène en fonctionnement et en projet en France

Page 50

Figure 32 : Cartographie des projets de production ($> 0,5 \text{ MW}_{\text{eq}}$) à destination de la mobilité terrestre

Page 51

Figure 33 : Evolution du nombre de véhicules hydrogène en circulation à fin 2025 par rapport à 2024 par typologie de véhicules

Page 52

Figure 34 : Comparaison offre-demande en hydrogène décarboné pour les principaux secteurs d'usages à 2030 et 2035

Page 54

Figure 35 : Usine de fabrication d'équipements clés en fonctionnement à fin 2025

Page 56

Figure 36 : Typologie des métiers de la filière hydrogène

Page 58



France
Hydrogène

Engagée pour la transition écologique

www.france-hydrogene.org

50 avenue Daumesnil - 75012 Paris

Contact : info@france-hydrogene.org

T. +33 (0) 1 44 11 10 04