

Décarbonation de l'industrie : le joker Hydrogène

Par Jean-Marc LEONHARDT

H2V

L'hydrogène vert a le vent en poupe !

Pas une journée sans annonces de giga-projets de production d'hydrogène. Aujourd'hui, 17 pays ont officiellement une stratégie Hydrogène, et 20 autres pays ont annoncé travailler activement sur ce sujet. Mais ce n'est pas la première fois que l'hydrogène se retrouve sous les projecteurs. Déjà en 1970, en France, certains imaginaient convertir en hydrogène les excédents d'électricité nucléaire. Puis dans les années 2000, à la suite de la flambée des prix des produits pétroliers et du gaz naturel. Les deux fois, la pression est retombée rapidement pour des raisons économiques.

Aujourd'hui, la donne a changé. Certes, l'équation économique n'est pas (encore) résolue, mais l'urgence de réduire nos émissions de CO₂ est devenue quelque peu la priorité par rapport aux aspects économiques. L'hydrogène apparaît comme une solution incontournable pour résoudre le problème du réchauffement climatique. L'hydrogène, que ce soit la molécule ou son contenu énergétique, est voué à remplacer les sources d'énergie traditionnelles dans presque tous les secteurs, notamment l'industrie, les transports et le chauffage.

Après les scénarii quelque peu utopistes des années 2015 (par exemple, n'utiliser que les excédents d'énergies renouvelables et les stocker sous forme d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel – le scénario appelé « Power To Gas » –, ce qui limite considérablement les heures de production et renchérit le coût de l'hydrogène ; ou encore imaginer que l'hydrogène se disséminerait d'abord sous forme de micro-installations réparties sur le territoire), l'heure est aujourd'hui aux installations de production massive, implantées dans des zones de consommation elle aussi massive ou potentiellement massive (des zones appelées « bassins » par France Hydrogène). L'évidence est qu'il faut produire massivement pour réduire les coûts (CAPEX et OPEX), et que cela n'a de sens que si la consommation est à l'échelle de la production.

De ce fait, tous les efforts sont aujourd'hui orientés vers l'industrie, qui tirera les volumes, ce qui permettra une baisse des coûts et ouvrira ainsi les portes aux autres applications que sont la mobilité et les usages énergétiques. Mais comment l'hydrogène va-t-il servir l'industrie ?

C'est ce que nous proposons de passer en revue dans le présent article.

Contexte

L'Accord de Paris adopté en 2015 par les 196 pays participant à la COP21 a fixé l'objectif de limiter le réchauffement de notre planète à 2°C par rapport au niveau préindustriel, et plus préférablement à 1,5°C. Or, il est désormais acquis que cet objectif ne pourra être atteint sans recourir, entre autres, à l'hydrogène renouvelable.

La France a été l'un des tout premiers pays au monde à avoir identifié tout le potentiel de l'hydrogène, qu'elle a cherché à concrétiser dès 2018 dans le cadre du PIA (programme d'investissement d'avenir) doté de 100 M€, puis en 2020 à travers la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné dotée de 7 milliards d'euros.

Cette stratégie nationale repose sur trois priorités :

- décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse ;
- développer une mobilité lourde roulant à l'hydrogène décarboné ;
- soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain de l'hydrogène.

L'industrie manufacturière est responsable de près de 18 % des émissions de gaz à effet de serre. C'est certes moins que le transport, mais les centres d'émission sont très fortement concentrés sur un petit nombre de « gros émetteurs » et sur quelques zones géographiques (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer et Metz). Le dunkerquois est à lui seul responsable de 21 % des émissions industrielles de gaz à effet de serre (source : projet DKarbonation) (voir le Tableau 1 et la Figure 1 de la page suivante).

Émissions de gaz à effet de serre par activité

en millions de tonnes d'équivalent CO₂

Secteur d'activité	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (e)
Transformation énergie	46,7	50,0	53,6	45,0	42,5	38,4
Industrie manufacturière	86,8	87,5	87,5	86,9	84,2	75,8
Traitement centralisé des déchets	15,3	15,2	15,5	15,0	15,3	15,1
Usage des bâtiments et activités résidentiels/tertiaires	83,4	83,4	82,7	77,7	75,1	69,9
Agriculture/sylviculture	87,4	85,4	85,3	84,1	83,1	83,0
Transport routier	130,0	130,5	130,5	127,4	127,3	107,5
Autres transports	7,9	8,0	8,3	8,4	8,5	6,1
Ensemble	457,7	460,0	463,5	444,6	436,0	395,7

e : données estimées.

Note : données révisées. Selon les définitions de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), les émissions nationales n'incluent pas celles comptabilisées en « hors total », à savoir les émissions maritimes et aériennes internationales, ainsi que les émissions des sources biotiques de l'agriculture et des forêts et les émissions des sources non-anthropiques.

Lecture : en 2020, le secteur d'activité du transport routier émet une quantité de gaz à effet de serre équivalant à 107,5 millions de tonnes de CO₂.

Champ : France et Saint Martin (périmètre Kyoto), émissions hors UTCATF.

Source : Citepa, rapport Secten 2021.

Tableau 1 : Émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activité – Source : Citepa, rapport Secten 2021.

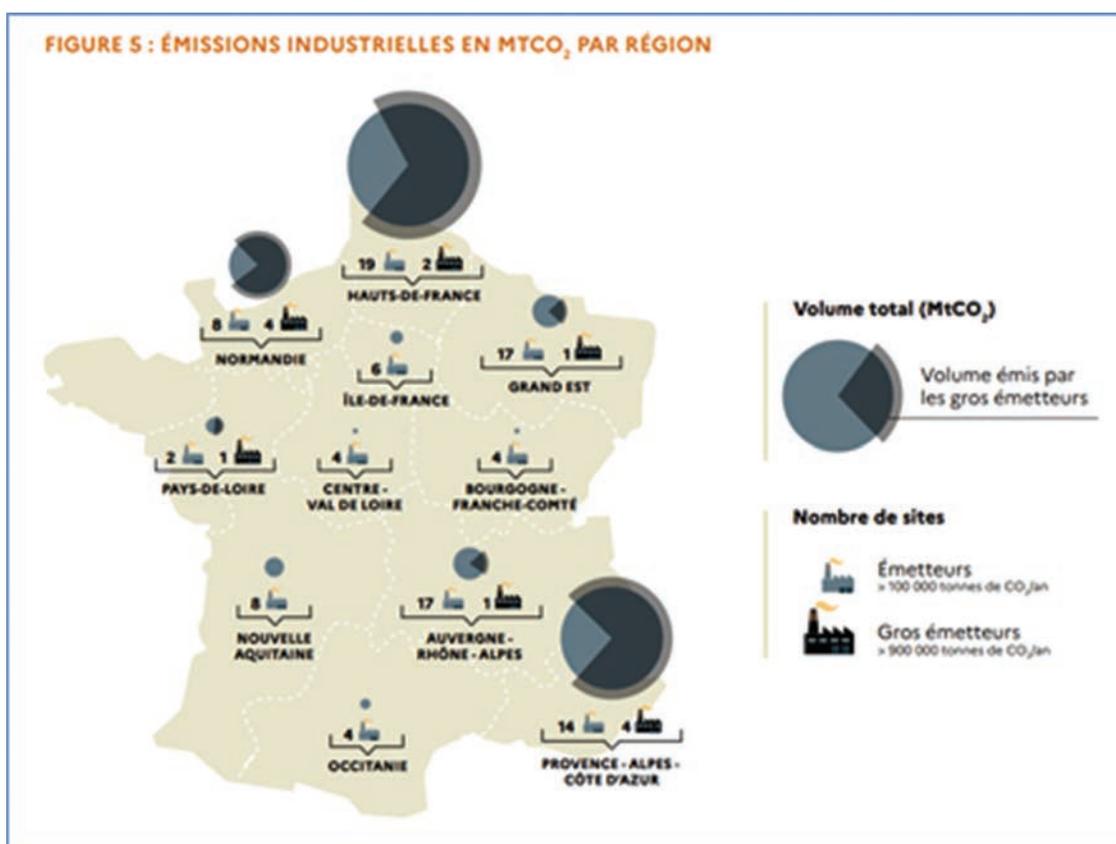


Figure 1 : Émissions industrielles en MtCO₂ par région – Source : Ademe.

Contribution de l'hydrogène à la décarbonation de l'industrie

Comment l'hydrogène renouvelable pourra-t-il contribuer à décarboner l'industrie ? Pour répondre à cette question, il convient de considérer le sujet sous différentes approches.

D'abord, il y a les industries qui utilisent déjà de l'hydrogène, lequel est très majoritairement produit aujourd'hui à partir du vaporeformage du gaz naturel (il s'agit de l'hydrogène « gris »). Ce sont :

- les raffineries, qui utilisent l'hydrogène pour désulfurer les carburants ;
- les usines d'ammoniac, qui combinent l'hydrogène à l'azote pour fabriquer de l'ammoniac, qui sert ensuite à produire des engrais azotés ;
- les fabriques de méthanol, qui est le composé de base d'une partie de l'industrie chimique et plastique (il n'y a pas de sites de production en France) ;
- de façon plus anecdotique, l'industrie alimentaire (beurres « allégés »), l'industrie pharmaceutique (produits désinfectants), l'industrie optique (verres spéciaux)...

L'hydrogène produit est aujourd'hui utilisé à près de 90 % par les raffineries et les fabriques d'engrais.

L'inconvénient est que chaque tonne d'hydrogène obtenu par vaporeformage génère le dégagement de 10 tonnes de CO₂. Pour décarboner ces industries, il suffirait de remplacer l'hydrogène « gris » par de l'hydrogène « vert » (ou « renouvelable ») obtenu par électrolyse de l'eau ; celui-ci ne génère aucune émission de CO₂ si l'électricité utilisée est d'origine renouvelable. Ce basculement est techniquement relativement aisé à réaliser, il ne demande au plus que quelques ajustements à apporter au procédé. Le frein est avant tout économique, car l'hydrogène « vert » coûte deux à trois fois plus cher à produire que l'hydrogène « gris ». Toutefois, l'évolution des législations française et européenne (la directive sur les énergies renouvelables RED II et la future RED III, la TIRUERT (taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports) ou encore l'évolution attendue du système européen ETS) pourront rendre économiquement justifié le basculement vers l'hydrogène « vert », à court terme, pour les raffineries et, à moyen terme, pour les fabriques d'ammoniac.

Ensuite, il y a les industries potentiellement utilisatrices d'hydrogène. L'exemple le plus prometteur est celui des aciéries, où l'hydrogène pourrait remplacer le charbon pour réduire le minerai de fer, en recourant à un procédé appelé DRI (Direct Reduced Iron – Fer à réduction directe). Dans ce cas, la substitution du charbon par de l'hydrogène nécessite le remplacement complet des installations, ce qui représente un

investissement considérable. Hydrogen Europe estime le montant des investissements nécessaires à 504 M€ par tonne d'acier, sans compter le coût lié à la production de l'hydrogène. Le haut fourneau traditionnel (Blast Furnace (BF)) devra être remplacé par un four à cuve (DRI), avec une injection de l'hydrogène directement dans ledit four. En réalité, l'opération se fera en deux temps. Dans un premier temps, la réduction directe sera réalisée en injectant du gaz naturel, qui sera transformé en hydrogène à l'intérieur du four (en quelque sorte un vaporeformage interne). Ce procédé est aujourd'hui techniquement mature. La première usine utilisant ce procédé, celle d'Arcelor Mittal Hambourg, a été mise en service en 1971. Aujourd'hui, plus d'une vingtaine d'aciéries mettent en œuvre ce principe dans le monde, mais elles utilisent toutes du gaz naturel comme agent réducteur. L'utilisation d'hydrogène est une pratique moins mature. Le projet le plus avancé est HyBrit de SSAB : il a été lancé en 2016 et de premiers essais concluants ont été obtenus en juin 2021. Tous les aciéristes européens, sans exception, ont lancé leur propre programme « DRI », ce qui est plus qu'encourageant (voir le Tableau 2 ci-après).

À noter que tous les projets évoqués précédemment concernent un usage « molécule », c'est-à-dire que ce sont les propriétés de la molécule d'hydrogène qui sont exploitées, et non son contenu énergétique.

Table 1. DRI projects planned in Europe.

Steel producer	Location	Current status
ArcelorMittal	Hamburg, Germany	Demonstration plant by 2023. Target for commercial operation 2025.
ArcelorMittal	Dunkirk, France	Feasibility study
ArcelorMittal	Taranto, Italy	Planning stage
ArcelorMittal	Eisenhüttenstadt, Germany	Online in 2026 (pilot plant)
ArcelorMittal	Bremen, Germany	Online in 2026 (large-scale)
Voestalpine	Leoben (Donawitz), Austria	Commissioning in Q2 of 2021
Salzgitter AG	Salzgitter, Germany	Demonstration plant ordered 12/2020. Scheduled to go online 1st half of 2022.
Salzgitter AG	Wilhelmshaven, Germany	Feasibility study
SSAB	Gällivare-Oxelösund, Sweden	Pilot plant, market production 2026
LKAB	Kiruna-Malmberget-Svappavaara, Sweden	First DRI plant in Malmberget in 2029 [3]
Thyssenkrupp	Duisburg, Germany	First production in DRI plant 2025
Liberty	Galati, Romania	DRI plant installed between 2023-2025
Liberty	Dunkirk, France	Feasibility study ongoing
H2 Green Steel	Boden-Luleå, Sweden	Large scale production by 2024

Tableau 2 : Les projets de DRI annoncés en Europe.

Enfin, doivent être mentionnés les usages « énergétiques » de l'hydrogène, où ce dernier serait utilisé en remplacement du gaz naturel pour le chauffage industriel. Cet usage pourrait s'appliquer à la quasi-totalité des industries consommant de la chaleur dans leurs procédés. Parmi les plus forts émetteurs de gaz à effet de serre (par combustion de gaz naturel), on peut citer les verreries et les cimenteries (voir le Tableau 3 ci-dessous).

	Industries DÉJÀ utilisatrices	Industries POTENTIELLEMENT utilisatrices
Usage "molécule"	Raffineries Production d'ammoniac Production de méthanol Industrie alimentaire Industrie pharmaceutique	Acéries
Usage "énergie"		Cimenteries Verreries + la plupart des industries

Tableau 3 : Utilisation de l'hydrogène dans l'industrie.

Production et consommation actuelles et futures d'hydrogène

En 2019, selon une étude France Hydrogène/Hinicio/EY, la production française d'hydrogène s'est élevée à 720 000 tonnes. À noter que la quasi-totalité de cette production était destinée à l'industrie (raffineries et fabriques d'ammoniac). Il n'y avait que peu ou pas du tout de production pour la mobilité. De même, aucun usage énergétique n'est observé, hormis une part minime de la coproduction des raffineries et des aciéries, qui est directement consommée sur place sous forme de chaleur. La part de production destinée

à un usage « molécule » a été, quant à elle, estimée à 420 000 tonnes. Nous ne nous intéresserons dans la suite de cet article qu'à cette utilisation particulière :

- d'une part, la quantité coproduite est liée au processus et ne saurait être remplacée par de l'hydrogène renouvelable ;
- d'autre part, l'usage « énergétique » de l'hydrogène ne fait pas partie des priorités de la stratégie française ; elle n'est à ce jour pas soutenue par le gouvernement de notre pays (voir la Figure 2 ci-après).

Une autre étude réalisée par France Hydrogène en septembre 2021 envisage deux scénarios restitués dans la Figure 3 de la page suivante.

Il ressort de cette étude que :

- le potentiel de l'hydrogène en 2030 pourrait se situer entre 680 et 1 090 kt par an, *versus* 420 kt aujourd'hui ;
- la consommation des raffineries évoluera peu, passant de 130 à 145 kt par an. La seule évolution possible est le basculement de l'hydrogène « gris » vers l'hydrogène « renouvelable », sous l'incitation des lois et directives évoquées précédemment ;
- la consommation dédiée à la mobilité varierait de 160 à 325 kt, en partant de quasiment zéro aujourd'hui. À ces quantités, viendraient s'ajouter les volumes d'hydrogène (entre 56 et 92 kt par an) consacrés à la production de carburants de synthèse ;
- une observation intéressante : la part correspondant à une utilisation énergétique représenterait entre 45 et 130 kt par an, en dépit du fait que cette utilisation ne soit pas aujourd'hui soutenue par les pouvoirs publics. Cette situation traduit la volonté forte de certaines entreprises de décarboner leurs activités malgré les freins auxquels elles se heurtent ;

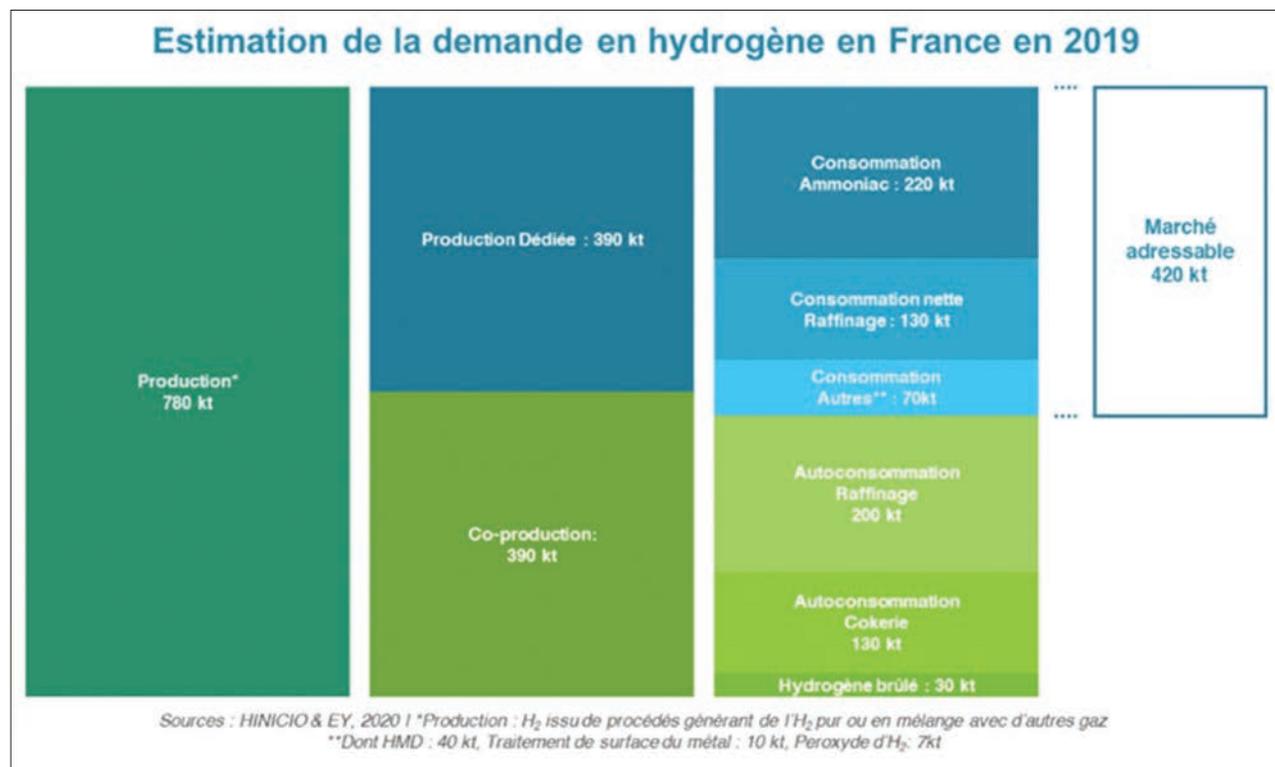


Figure 2 : Estimation de la demande en hydrogène en France en 2019 (en kt/an) – Source : France Hydrogène.

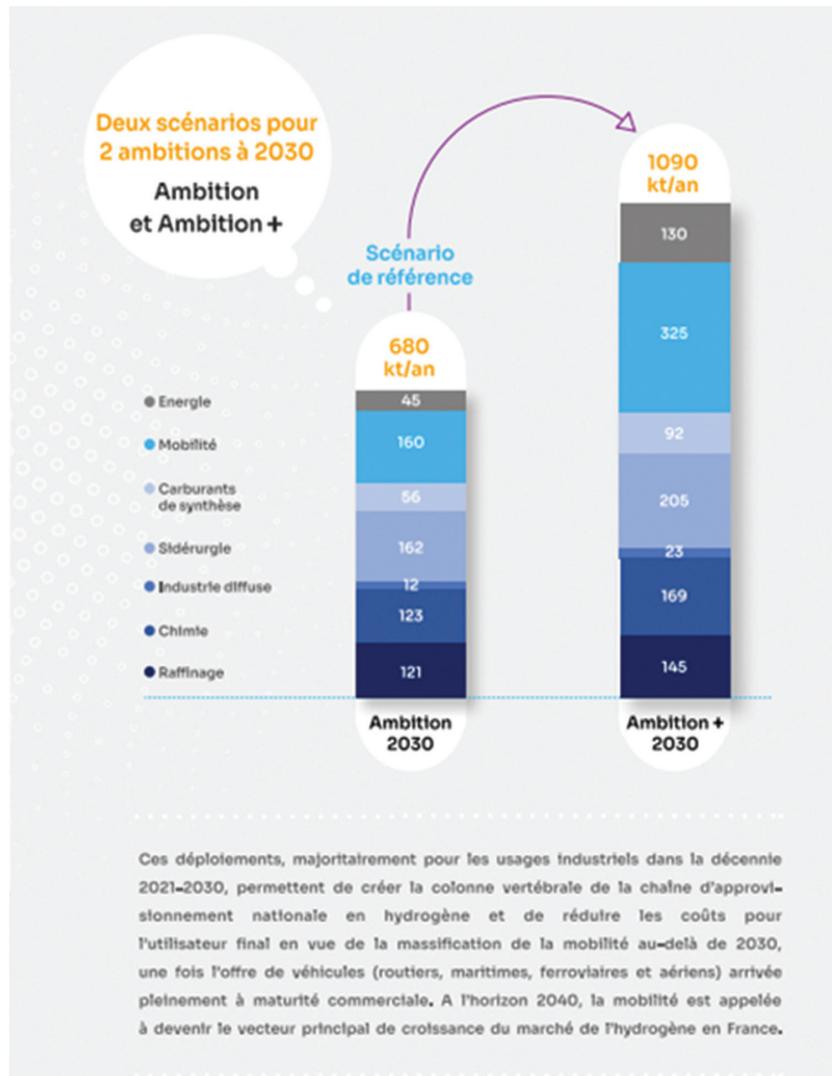


Figure 3 : Présentation de deux scénarios de déploiement de l'utilisation de l'hydrogène à l'horizon 2030 – Source : France Hydrogène.

- les besoins (nouveaux) de la sidérurgie se situeraient entre 162 et 205 kt par an, un volume supérieur à ceux affichés actuellement par les raffineries.

Zoom sur les aciéries

En 2021, l'aciérie française a produit 13,947 millions de tonnes d'acier (source : EUROFER 2022).

Il reste aujourd'hui deux sites sidérurgiques (hauts fourneaux) en exploitation sur le territoire français, à Dunkerque et à Fos-sur-Mer.

Chaque tonne d'acier produite selon le procédé classique BF/BOF dégage 1,8 tonnes de gaz à effet de serre.

Le procédé de réduction directe permettrait, quant à lui, de réduire les émissions de gaz à effet de serre à seulement 0,1 tonne par tonne d'acier produite. Il faudrait environ 60 kg d'hydrogène pour une tonne d'acier.

Si l'intégralité de la production française d'acier basculait vers la réduction directe :

- cela générerait une réduction des gaz à effet de serre de 23,710 millions de tonnes par an, soit 6 % des émissions totales françaises ;

- le besoin en hydrogène renouvelable ou bas-carbone s'élèverait à lui seul à 837 000 tonnes, équivalent à 6,2 GW d'électrolyse, soit quasiment l'objectif français pour 2030.

Le potentiel de réduction des gaz à effet de serre est énorme, tout comme l'est le besoin en hydrogène nécessaire pour permettre cette transition. L'aciérie est aujourd'hui érigée en priorité absolue de la décarbonation pour en faire le fer de lance du combat pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre, en France et en Europe, et plus largement dans le monde.

La contribution de H2V au développement de l'hydrogène

Créée en 2016, la société H2V s'est d'emblée positionnée sur le créneau de la production massive d'hydrogène vert, à une époque où les scénarii de déploiement de l'hydrogène s'orientaient vers une dissémination de microsystèmes locaux.

Dégageant les fonds nécessaires, H2V a développé (acquisition du foncier et dépôt du dossier d'autorisation environnementale), conçu (*engineering*), construit (achat des équipements et prestations du génie civil)

et, enfin, exploité les usines lui permettant d'assurer la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau.

Dès sa création, H2V a identifié tout le potentiel de l'hydrogène en matière de décarbonation de l'industrie, des aciéries en particulier. C'est pour cette raison que H2V a donc développé ses projets de production massive dans des zones de fortes concentrations industrielles, en particulier dans les grands ports maritimes.

En 2021, apparaît la notion de « bassins ». France Hydrogène a identifié sept bassins prioritaires pour le développement de l'hydrogène (des bassins confirmés par les études de GRT Gaz et du comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques »).

Depuis 2017, H2V a initié au moins deux projets dans chacun des sept bassins ainsi identifiés (Grand Ouest, Vallée de la Seine, Nord, Moselle-Rhin, Rhônealpin, Méditerranéen et Sud-Ouest – pour plus d'informations, voir : https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/France_20Hydrog_C3_A8ne_trajectoire_20grande_20ambition_20H2_final_web.pdf).

Parmi les projets phares développés par H2V, citons :

- H2V Normandie, à Saint-Jean-de-Folleville, à proximité du port du Havre. Ce projet de 200 MW d'électrolyse (soit une production de 28 000 tonnes d'hydrogène par an) s'est vu délivrer son permis de construire et son autorisation environnementale en janvier 2022. Il s'agit de la plus importante installation de production d'hydrogène renouvelable au monde. Dans la foulée, le projet a été cédé entièrement à Air Liquide, qui détenait déjà 40 % du capital de la société porteuse du projet. L'installation sera désormais construite par Air Liquide, sous le nom de Air Liquide Normand'Hy.

- H2V 59, à Loon-Plage, près du port de Dunkerque. Également d'une capacité de 200 MW, ce projet cible prioritairement la décarbonation de l'aciérie. L'enquête publique, étape ultime de l'instruction du dossier d'autorisation environnementale, est en cours. L'autorisation environnementale et le permis de construire sont attendus au 3^e trimestre 2022. Il s'agira donc du second projet d'envergure développé par H2V.

- H2V Fos, à Fos-sur-Mer, près du port de Marseille. D'une capacité finale de 600 MW, ce projet sera réalisé en plusieurs tranches. Il est développé en partenariat avec le Grand Port Maritime de Marseille. Il correspondra, *in fine*, à un investissement de 750 M€, soit le plus gros investissement réalisé à ce jour sur le site du port de Marseille.

- H2V Warndt-Naborien, à Saint-Avold, à proximité de Metz. Développé en partenariat avec Gazel Energie, ce projet sera d'une capacité finale de 400 MW, dont l'un des débouchés potentiels pourrait être l'aciérie voisine de SAARSTAHL.

- H2V Île-de-France, dans la périphérie sud de Paris. Développé en coopération avec Haropa et d'une puissance finale de 400 MW, ce projet sera intégralement dédié aux mobilités en Île-de-France (mobilités terrestres lourde et intensive, mobilité fluviale et mobilité aéroportuaire). La proximité immédiate de l'aéroport d'Orly est un atout majeur pour ce projet.

- H2V Thionville, il est situé sur le site portuaire de Thionville-Illange et est au cœur d'une zone stratégique en termes de mobilité. Avec une capacité de 400 MW, ce projet doit répondre aux besoins de la logistique multimodale.

- une dizaine d'autres projets de même envergure sont actuellement en phase de développement. La localisation précise de ceux-ci sera annoncée ultérieurement,

H2V ambitionne de déployer, à horizon 2030, environ 3 GW de capacité d'électrolyse, soit 50 % de l'objectif de la France à cette même échéance.

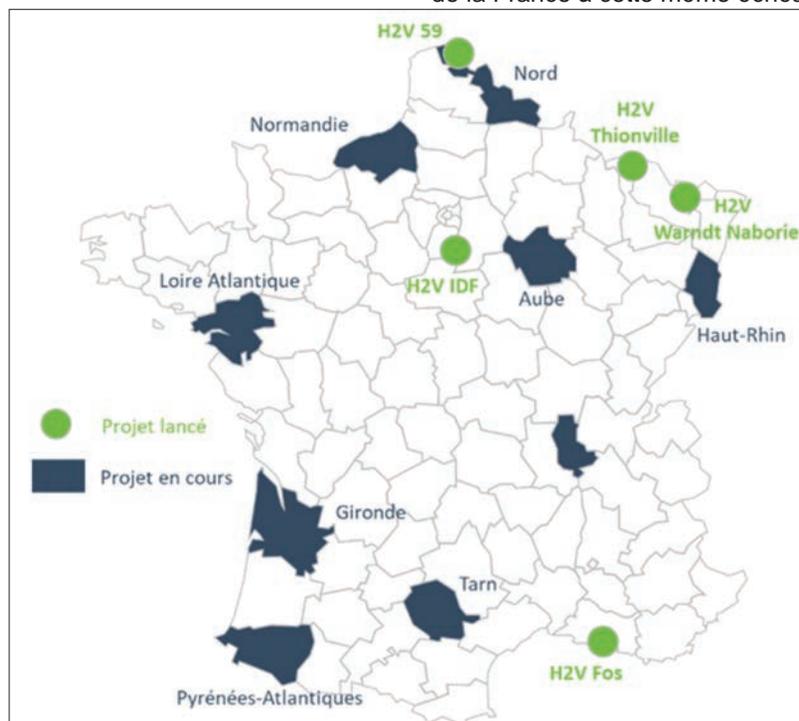


Figure 4 : Projets développés par H2V en France.