ACTU ENVIRONNEMENT

LE HORS-SÉRIE
des Professionnels de l'Énergie

15 € – Avril 2021

L'HYDROGÈNE

CATALYSEUR DE LA DÉCARBONATION

GRAND ANGLE
Quand la filière hydrogène décolle
p.26

INTERVIEW
Valérie Bouillon-Delporte, Hydrogen Europe
p.36

TERRITOIRES
Les ports se mobilisent
p.48

www.afgaz.fr

afg
association française du gaz

ISSN : 2648-5842 – Hors-série

Parce que nous vivons dans un monde en pleine mutation où la demande en énergie est de plus en plus forte, notre engagement est de vous accompagner face aux enjeux de la transformation énergétique. Nous contribuons au développement des énergies renouvelables, partout dans le monde, en apportant des solutions innovantes et sur-mesure. « L'Hydrogène Vert » permet notamment de valoriser les énergies locales et de stocker des énergies renouvelables sur de longues périodes. Nous nous engageons ainsi auprès des territoires en les accompagnant vers l'autonomie énergétique.

www.bouygues-es.fr

BOUYGUES
ENERGIES & SERVICES

L'innovation **partagée**

ÉDITORIAL

L'HYDROGÈNE, **FUTUR D'UN MONDE DÉCARBONÉ**

© AFG

> LA FRANCE DISPOSE D'AILLEURS D'UN RÉSEAU DENSE D'INFRASTRUCTURES POUR ACCUEILLIR DE L'HYDROGÈNE : **LE RÉSEAU GAZIER.**
>
> **Patrick Corbin,**
> Président de l'Association Française du Gaz

Atteindre les objectifs de l'Union européenne et, en cela, s'inscrire dans les ambitions de l'accord de Paris en faveur du climat passe par le développement d'une énergie décarbonée et une efficacité accrue du système énergétique dans son ensemble. Pour y parvenir, le développement à grande échelle de l'hydrogène sera un atout indispensable.

Force est de constater que les entreprises françaises sont bien positionnées pour devenir des leaders mondiaux le long de la chaîne de valeur de l'hydrogène et des piles à combustibles, de la production à la distribution, au stockage ou encore à l'acheminement de l'hydrogène.

La France dispose d'ailleurs d'un réseau dense d'infrastructures pour accueillir de l'hydrogène : le réseau gazier. Les infrastructures gazières sont capables de transporter de l'énergie sur de longues distances avec des pertes très faibles. Elles peuvent également acheminer et délivrer à tout instant de très grandes quantités d'énergie. Dédier certaines infrastructures au transport de l'hydrogène est déjà envisageable.

Nous savons que l'hydrogène est un vecteur énergétique indispensable pour atteindre la neutralité carbone et consolider nos bases industrielles. C'est pourquoi, nous plaidons pour un mécanisme de soutien ambitieux à la production et à la consommation d'hydrogène. Cela permettra à la filière de monter rapidement en échelle et de gagner en compétitivité par rapport au coût de l'hydrogène d'origine fossile.

Dans le cadre d'une dynamique européenne, nous appelons à accroître la coordination des plans de développement d'infrastructures tant européens que nationaux, de poursuivre l'optimisation des couplages entre réseaux électriques et gaziers, et d'étendre la réflexion aux futurs réseaux d'hydrogène.

SOMMAIRE

TECHNOLOGIES

6 INFOGRAPHIE
HYDROGÈNE, UN VECTEUR AUX MULTIPLES FACETTES

8 DÉCARBONER UN PAN DE L'ÉCONOMIE

12 TRANSPORTS : DES PERSPECTIVES NOMBREUSES

16 UN RÔLE TAMPON DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

18 INTERVIEW
POUR CERTAINS VÉHICULES, LE MOTEUR À HYDROGÈNE SERA MOINS COÛTEUX QUE LA PILE À COMBUSTIBLE

20 AVIS D'EXPERT
DES RÉSEAUX PRÊTS À ACCUEILLIR L'HYDROGÈNE

22 AVIS D'EXPERT
UN POTENTIEL DE STOCKAGE INTÉRESSANT EN FRANCE

24 PROJET PREMIER DÉMONSTRATEUR DE STOCKAGE D'HYDROGÈNE VERT

MARCHÉS

26 PLANS DE RELANCE EUROPÉENS : QUAND LA FILIÈRE HYDROGÈNE DÉCOLLE

31 HYDROGÈNE VERT : LE CADRE RÉGLEMENTAIRE EST POSÉ

33 TRACER L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE OU BAS CARBONE

34 AVIS D'EXPERT
L'ORDONNANCE SUR L'HYDROGÈNE : L'EFFICACITÉ DU MÉCANISME DE SOUTIEN EN SUSPENS

36 INTERVIEW L'EUROPE EST DANS LA COURSE PAR RAPPORT AUX AUTRES PAYS

38 AVIS D'EXPERT
HYDROGÈNE : UNE SOLUTION MAJEURE DE DÉCARBONATION POUR NOTRE ÉCONOMIE

40 AVIS D'EXPERT
LES RISQUES LIÉS AU DÉPLOIEMENT DES TECHNOLOGIES HYDROGÈNE

TERRITOIRES

44 LES HUBS TERRITORIAUX ÉLÉMENTS PHARES DE LA STRATÉGIE FRANÇAISE

46 PROJET SAINT-AVOLD : D'UN PROJET DE TERRITOIRE À UNE AMBITION TRANSFRONTALIÈRE

48 ZONES PORTUAIRES : DES USAGES MULTIPLES POUR VALORISER L'HYDROGÈNE

50 PROJET UNE PRODUCTION INDUSTRIELLE À PARTIR DU PHOTOVOLTAÏQUE

51 PROJET DÉCARBONER L'AXE SEINE, DU HAVRE À PARIS

52 PROJET DES TRAINS À HYDROGÈNE D'ICI 2025

54 PROJET LES TAXIS À HYDROGÈNE FONT LEURS PREUVES

56 PROJET LA PREMIÈRE VALLÉE HYDROGÈNE SE RÉVÈLE

58 PROJET DES BUS À HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU URBAIN DE L'AUXERROIS

Cogiterra Éditions – Sarl au capital de 60000 € – 64 rue Nationale – 75013 Paris – Actu-environnement.com – Pour contacter un membre de l'équipe, utilisez l'adresse email : xxx@actu-environnement.com en remplaçant xxx par le nom de famille. DIRECTEUR DE PUBLICATION ET DE RÉDACTION : David Ascher – RÉDACTION : Tél. : 01 45 86 92 26 Fax : 01 45 86 92 61 – Rédactrice en chef : Florence Roussel – Rédacteur en chef délégué aux marchés HSE : Laurent Radisson – Rédactrice en chef adjointe : Sophie Fabrégat
Les vues exprimées dans les articles publiés sont essentiellement celles de leurs auteurs et ne peuvent en aucun cas être considérées comme statuant une position officielle de tout organisme, institution ou entreprise dont ils peuvent être membres. Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle par quelque procédé que ce soit faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite (article L 122-4 du Code de la Propriété Intellectuelle). Toute copie doit avoir l'accord du CFC (Centre Français d'exploitation du droit de Copie) : Tel 01 44 07 47 70.
PUBLICITÉ : Directeur du développement : Sébastien Trollé – Directeur commercial : Matthieu Denans – Tél. : 01 45 86 92 26 - Fax : 01 45 86 92 61 publicite@actu-environnement.com – CONCEPTION GRAPHIQUE : Hugues Jacquemin – CRÉDITS PHOTOS UNE : © Christian Schwier - Stock.adobe.com – IMPRESSION : Imprimerie Reboul 42 - St-Étienne – ABONNEMENT : Cogiterra Éditions - Service abonnement : 64 rue Nationale, 75013 Paris – Gestion et suivi des abonnements : Tél. : 01 45 86 92 26 Fax : 01 45 86 92 61 – abonnement@actu-environnement.com – N° de commission paritaire : 0524 T 83798 – N° ISSN 2648-5842 – Dépôt légal à parution avril 2020.

SI L'HYDROGÈNE DEVIENT L'ÉNERGIE DU FUTUR IL NE DOIT PAS ÊTRE LE RISQUE DU FUTUR !

L'hydrogène, déjà utilisé pour des usages industriels dans la chimie et le raffinage, se développe à grands pas en tant que vecteur d'énergie dans le domaine des transports et de la mobilité urbaine, dans la filière gaz, et dans la production d'électricité et de chaleur.
Véritable enjeu dans la transition énergétique, sa production, son stockage, son transport, son utilisation doivent être sécurisés.

NOTRE APPROCHE GLOBALE EN PRÉVENTION ET MAÎTRISE DES RISQUES NOUS PERMET D'ACCOMPAGNER L'ENSEMBLE DES ACTEURS CONCERNÉS SUR TOUTES LES PHASES D'UN PROJET HYDROGÈNE !

Découvrez nos prestations de conseils, de formations, d'assistance technique :

- → **diagnostic** de conformité réglementaire,
- → **dossiers d'Autorisations d'Exploiter,**
- → **étude** de danger,
- → **analyse** du risque incendie et de vulnérabilité,
- → **modélisation** (flux thermiques pour définition des zones d'effets, efficacité du désenfumage),
- → **assistance technique** sur la conception des installations de sécurité incendie,
- → **étude du comportement** au feu des structures,
- → **formations à la prévention** des risques d'explosions (ATEX) : sensibilisation ATEX, formation des équipes de maintenance...
- → **formations à l'intervention face au feu** d'hydrogène : nous disposons d'une installation spécifique où nous utilisons de l'hydrogène à 200 bars pour permettre à nos stagiaires d'être au plus près de la réalité.

Conception graphique : nacre - Photos : ©Adode Stock

CNPP | Prévention et maîtrise des risques

Tél : +33 (0)2 32 53 99 26
contact@cnpp.com • www.cnpp.com

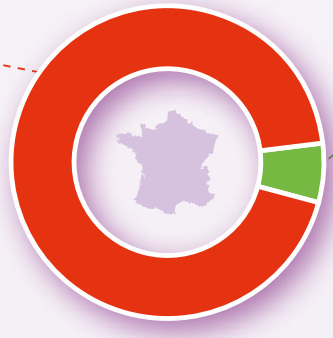
TECHNOLOGIES

HYDROGÈNE

UN VECTEUR AUX MULTIPLES FACETTES

— Avec des émissions de carbone nulles en cas de combustion, ou couplé à une pile à combustible, l'hydrogène intéresse pour décarboner des pans entiers de l'économie. Encore faut-il qu'il soit produit de manière durable. Détails en chiffres.

Des techniques de production variées



1 Technique actuelle majoritaire

94 %
de la production nationale

LE VAPOREFORMAGE
(transformation à haute température du méthane en hydrogène)

- Pour une tonne d'hydrogène produite, environ **10 tonnes de CO_2** sont générées
- Entre **1,5** à **2 €** le kg d'hydrogène

Devient décarboné si associé à du captage et du stockage de CO_2 (CSC) : le CO_2 produit est capté et stocké dans le sous-sol

2 Voie priorisée par la France

4 %
de la production nationale

ÉLECTROLYSE DE L'EAU
Séparation d'une molécule d'eau en hydrogène (H_2) et en oxygène (O_2) par un apport d'électricité
(production non carbonée si électricité nucléaire ou renouvelable)

Entre **4** à **6 €/kg** en fonction de la technologie d'électrolyse

OBJECTIF :
2 à **3 €/kg** en 2028

3 Stade de la démonstration

PYROGAZÉIFICATION
Chauffage à haute température de biomasse en absence d'oxygène pour produire du gaz de synthèse

74 millions de tonnes d'hydrogène produites par an, à **95 %** avec des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon). Cela représente **2 %** des émissions mondiales de CO_2.

900 000 tonnes d'hydrogène produites par an à **94 %** avec des énergies fossiles. Cela représente **3 %** des émissions nationales de CO_2. Emissions CO_2 évitées grâce à l'hydrogène vert d'ici 2030 : **6 000 000** t.

Des usages à developer

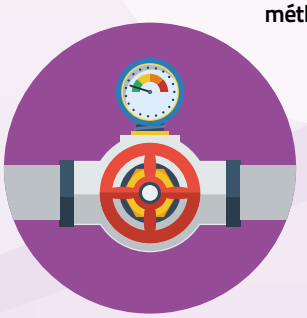
Stocké

Pour absorber les surplus de production renouvelable, dans une logique intersaisonnière :

Dans une cavité saline

Dans le réseau de gaz,
avec le power-to-gaz ou sous forme de méthane de synthèse
(en mobilisant les industries qui produisent massivement du CO_2, cimenteries par exemple : $CO_2 + H_2$ = méthane de synthèse)

À L'ÉTUDE



Industrie

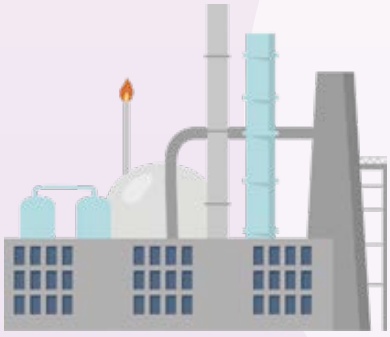
Usage majoritaire aujourd'hui :
désulfurisation de carburants pétroliers (60 %), synthèse d'ammoniac, principalement pour fabriquer des engrais (25 %) et chimie (10 %)

900 000 t/an

Nouveau marché ciblé :
industries qui consomment de l'hydrogène comme intrant (verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique...) estimé à

200 000 t/an

OBJECTIF 2028 :
20 à **40** % d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel



Avec une pile à combustible

Couplé à un apport d'air et introduit dans une pile à combustible, l'hydrogène produit de l'électricité. Mobilité légère (flottes d'utilitaires) et lourde (poids lourds, trains, bateaux, avions...)

0 émission de CO_2

OBJECTIF 2028 :
20 000 à **50 000** véhicules utilitaires légers
800 à **2 000** véhicules lourds
400 à **1 000** stations à l'horizon 2028

x3

la combustion d'1 kg d'hydrogène libère 3 fois plus d'énergie que celle **d'1 kg** d'essence

0 émission de CO_2

TECHNOLOGIES

ANALYSE

DÉCARBONER UN PAN DE L'ÉCONOMIE

Dans les stratégies nationales de lutte contre les changements climatiques, l'hydrogène occupe une place de choix pour décarboner certains secteurs de l'économie. Mais des politiques volontaristes sont nécessaires pour réduire les coûts.

L'hydrogène apparaît aujourd'hui comme un maillon essentiel des politiques climatiques et de transition énergétique de nombreux pays. L'Australie, le Japon, la Corée, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, les Pays-Bas, la France ou encore l'Union européenne… consacrent tous une partie de leurs plans de relance à l'hydrogène. Si ce combustible n'est pas nouveau (il est utilisé depuis le XIXe siècle), les progrès technologiques et la chute du prix des énergies renouvelables laissent entrevoir la possibilité de produire un hydrogène vert et compétitif. Celui-ci permettrait alors de décarboner certains secteurs de l'économie, qu'ils soient anciens utilisateurs de l'hydrogène ou nouveaux convertis.

« Une grande variété de combustibles sont capables de produire de l'hydrogène, notamment les énergies renouvelables, le nucléaire ou le gaz naturel. Il peut être transporté sous forme de gaz ou sous forme liquide. Il peut être transformé en électricité et en méthane pour alimenter les maisons et l'industrie, et en combustibles pour les voitures, les camions, les navires et les avions », soulignait l'Agence internationale de l'énergie (AIE), dans un rapport présenté en 2019 aux membres du G20.

Verdir les usages industriels

La stratégie française vise, dans un premier temps, à décarboner les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie. Ce secteur consomme, chaque année en France, autour de 900 000 tonnes d'hydrogène. Mais cet hydrogène dit « gris » est produit aujourd'hui

Unité de vaporeformage d'Air Liquide à Port-Jérôme en Normandie, associée à un captage de CO_2 par cryogénisation.

© Air Liquide

© Oleksandr - stock.adobe.com

> « À terme, l'industrie va devoir accepter que l'on change de modèle et que l'hydrogène renouvelable devienne la norme, mais une norme plus chère que l'hydrogène actuel. »
>
> **PIERRE-ÉTIENNE FRANC**
> Air liquide

essentiellement (à 94 %) à partir de fossiles (gaz naturel, charbon, pétrole). Cette consommation a un impact non négligeable sur le climat : elle représente 3 % des émissions nationales de gaz à effet de serre. Trois grands secteurs l'utilisent en grande quantité dans leur process : la pétrochimie, et précisément la désulfurisation de carburants pétroliers (60 % de la consommation nationale d'hydrogène), la fabrication d'engrais, et notamment la synthèse d'ammoniac (25 %) et, enfin, certains secteurs de la chimie (10 %) pour la production d'ammoniac et de méthanol notamment. D'autres secteurs l'utilisent de manière plus diffuse : l'agroalimentaire, l'électronique, les industries du verre et des métaux, l'aérospatiale, les laboratoires… Enfin, l'hydrogène pourrait permettre d'électrifier certains usages industriels difficiles à décarboner autrement (réduction du minerai dans la fabrication de l'acier par exemple).

L'hydrogène décarboné, produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité d'origine nucléaire ou renouvelable, pourrait remplacer tout ou partie de cette consommation industrielle. « La moitié des usages industriels sont substituables par de l'hydrogène vert ou décarboné. Aujourd'hui la production d'1 kg d'hydrogène génère 11 kg de CO_2. Demain avec l'électrolyse et le mix français, la production d'1 kg d'hydrogène n'émettra que 3 kg de CO_2 », estime David Marchal, directeur adjoint productions et énergies durables à l'Ademe.

Objectif de la France en 2030 :

6,5 GW
d'électrolyseurs
à déployer

600 000 t
d'hydrogène
par an à produire

Mais à quel coût ?

Mais se pose encore la question du coût. L'hydrogène gris produit à grand volume, pour les industries les plus consommatrices, revient entre 1,5 et 2,50 € le kilo. « L'hydrogène produit par électrolyse revient aujourd'hui aux environs de 4 €/kg à 6 €/kg en fonction de la technologie d'électrolyse, pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 h par an et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh », indique la stratégie française. D'où la nécessité de baisser les coûts, en massifiant notamment la fabrication d'électrolyseurs, mais pas que. « La compétitivité de l'hydrogène, aujourd'hui, n'est pas encore au rendez-vous car l'hydrogène est fossile et non taxé », rappelle David Marchal de l'Ademe. Il faudrait envisager de revenir sur cette exonération de TICGN, mais ce sont des débats à régler au niveau européen, précise l'expert. Le prix de l'électricité est aussi un paramètre essentiel de l'équation. « Avec une électricité à 30 €/MWh, la composante électrique représente 1,65 €/kg d'hydrogène produit. À cela s'ajoute la part électrolyseur. Avec un élecrolyseur à 700 €/kW installé et un facteur de charge de 4 000 heures, elle atteint 0,95 €/kg soit un total de 2,60 €/kg », détaille Philippe Boucly, président de France Hydrogène.

D'autres acteurs, à l'image de Benoit Comfaits, du consortium hydrogène Grand Est, évoquent l'idée de réduire la taxation de l'électricité utilisée pour l'électrolyse ou

TECHNOLOGIES

alors de considérer les électrolyseurs comme des installations électro-intensives et de leur faire bénéficier des mêmes avantages. « Il serait intéressant de réfléchir à exonérer de Turpe (taxe réseau) les électrolyseurs et à prévoir une reconnaissance simplifiée de l'installation comme électro-intensive », suggérait le spécialiste devant les parlementaires lors d'une audition, le 3 mars dernier.

Coût de l'électrolyseur, coût de l'électricité… L'équation est complexe. « Attention à bien prendre en compte le coût d'un électrolyseur installé. Les coûts de construction peuvent doubler la facture de l'électrolyseur », prévient Pierre-Étienne Franc, d'Air liquide. À terme, l'industrie va devoir accepter que l'on change de modèle et que l'hydrogène renouvelable devienne la norme, mais une norme plus chère que l'hydrogène actuel.

Dans sa stratégie, la France mise aussi sur les usages industriels plus diffus : « Pour certains usages moins intensifs mais suffisamment stables (ex : verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique), pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion, dits « usages industriels diffus », l'hydrogène peut revenir aux alentours de 10 à 20 €/kg, rarement en dessous de 8 €/kg. Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui pour de l'hydrogène produit localement par électrolyse », estime la stratégie. Au total, ce marché industriel est estimé à 200 000 tonnes d'hydrogène par an. Le recours à l'hydrogène décarboné permettrait d'éviter la production de 2 millions de tonnes de CO_2 par an.

Le Gouvernement souhaite atteindre 10 % d'hydrogène décarboné dans les usages industriels en 2023 et 20 à 40 % en 2028.

Remplacer les carburants classiques dans les transports

Un deuxième objectif est fixé dans la stratégie nationale : déployer 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030, ce qui permettra de produire 600 000 tonnes d'hydrogène par an. Mais pour alimenter quel autre secteur ? Le Gouvernement mise en second lieu sur la mobilité. L'objectif est de faire de l'hydrogène décarboné un carburant alternatif, en complément des batteries ou du bioGNV, pour décarboner le secteur. Pour rappel, le Plan climat français prévoit la fin des ventes de voitures au diesel et à essence en 2040.

Mais l'hydrogène n'est pas pertinent pour tous les usages de la mobilité. « Il présente des avantages clés pour les usages intensifs qui nécessitent une forte autonomie et un faible temps de recharge, particulièrement en milieu urbain où des mesures sont prises pour réduire la pollution et les nuisances sonores », note la stratégie. Il est également particulièrement adapté à la mobilité lourde. La France se fixe plusieurs objectifs dans ce domaine : déployer 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, trains régionaux, bateaux), et implanter 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement, à l'horizon 2023, et 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations d'avitaillement à l'horizon 2028.

Sophie Fabrégat

Deux pistes principales pour décarboner l'hydrogène

— Il existe deux voies principales de production d'hydrogène bas carbone : le couplage des technologies classiques (comme le vaporeformage) avec le captage et le stockage de CO_2 (CSC) ou l'électrolyse de l'eau à partir de sources d'énergie décarbonées (nucléaire ou renouvelable).

La première est aujourd'hui la moins onéreuse et la plus répandue à l'échelle mondiale. L'AIE recensait, fin 2019, six projets opérationnels, avec une production annuelle totale de 350 000 tonnes d'hydrogène. En France, Air Liquide produit de l'hydrogène sur le site industriel de Port-Jérôme, en Normandie, destiné à la raffinerie voisine. Il y a mis au point une technique de captation du CO_2 par cryogénisation.

Avec l'électrolyse, les coûts sont plus élevés et dépendent en partie de celui de l'électricité décarbonée. De nombreux acteurs misent sur le lancement de gigafactories pour massifier la production d'électrolyseurs et faire chuter les coûts. En 2019, 25 MW étaient installés, selon l'AIE, pour des projets de 1 à 5 MW de capacité. Mais des installations à plus grande échelle commencent à voir le jour : « En mars 2020, un projet de 10 MW a été mis en service au Japon et un projet de 20 MW au Canada est en construction », note l'AIE. Des projets de plusieurs centaines de mégawatts sont également annoncés.

Prix de l'hydrogène fossile :

1,5 à 2,5 €

le kilo

Prix de l'hydrogène vert :

4 à 6 €

le kilo

en fonction de la technologie d'électrolyse et pour une durée d'utilisation de l'ordre de

4 000 à 5 000

heures par an

et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh

Campagne soutenue par
GRTgaz
Les gaz renouvelables préservent notre planète.
Les trains à hydrogène ne rejettent que de la vapeur d'eau.
Retrouvez tous nos bienfaits sur gazenergiedespossibles.fr
Crédit photo : Gettyimages / Sen Li
Les gaz renouvelables, l'énergie de tous les possibles.

TECHNOLOGIES

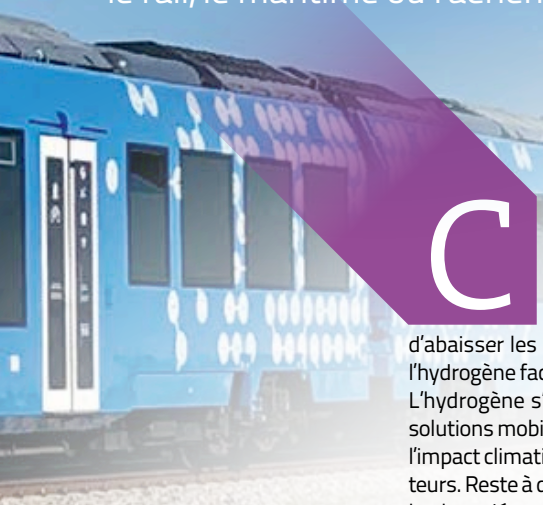
GRAND ANGLE

TRANS

PORTS

DES PERSPECTIVES NOMBREUSES

Au-delà de la décarbonation de l'industrie, l'hydrogène peut être utilisé pour verdir d'autres secteurs, et notamment celui de la mobilité. De nombreux projets explorent ces différentes solutions pour la route, le rail, le maritime ou l'aérien.



Train à hydrogène
Coradia iLint d'Alstom, en test au Pays Bas

© R.Frampe / Alstom

Ces dernières années, de nombreux projets ont été lancés pour développer de nouveaux usages de l'hydrogène dans le secteur des transports. L'objectif est d'abaisser les coûts et de démontrer la pertinence de l'hydrogène face à d'autres solutions de décarbonation. L'hydrogène s'inscrit en effet dans un portefeuille de solutions mobilisables pour réduire l'impact climatique de certains secteurs. Reste à démontrer qu'elle est la plus adéquate.

Une solution parmi d'autres

Dans les transports, la pile à combustible sera déployée en complémentarité de la batterie ou de carburants alternatifs (bioGNV par exemple). Selon les besoins et les enjeux, l'ensemble de ces solutions sera utilisé pour décarboner les différents segments de la mobilité. « Par ses caractéristiques d'autonomie, de temps de recharge et de poids, la technologie des [véhicules électriques à pile à combustible] est mieux adaptée aux véhicules plus lourds, qui ont des temps d'immobilisation plus courts, et notamment les taxis, les véhicules utilitaires légers, les camions et les autobus (+ de 30 % du parc d'ici 2050) », note France Hydrogène dans son étude prospective. L'association estime qu'en 2050, environ un bus sur quatre et un camion sur cinq pourraient fonctionner à l'hydrogène. En revanche, cette technologie devrait être adoptée dans une moindre mesure pour les véhicules légers. Le poids et le coût du réservoir à hydrogène sont dissuasifs, tout comme le coût de déploiement d'un réseau de distribution à destination des particuliers. Pour cet usage, la batterie s'avère plus pertinente.

> « Les flottes – captives par nature – de train hydrogène, assurent un besoin en hydrogène régulier, prédictible et de grand volume permettant d'accéder à des coûts d'hydrogène optimisés grâce aux effets d'échelle. »
>
> Ademe

Organiser l'amont et l'aval

Le Conseil stratégique de la filière (CSF) automobile mise sur trois segments de marché : les véhicules commerciaux, les bus et les camions. L'objectif est, dans ces segments, de développer l'offre et de créer les volumes suffisants pour faire baisser les coûts. La filière souhaite également proposer des solutions industrielles complètes, pour ne pas dépendre du marché asiatique. Des projets seront notamment financés, dans le cadre du plan de relance, pour industrialiser certains composants clés de la mobilité lourde à hydrogène. Côté amont, l'approvisionnement doit également être

TECHNOLOGIES

© Engie

Moteur à hydrogène
d'un véhicule léger

organisé. À titre d'illustration, le consortium Hydrogen Europe souhaite mettre sur les routes européennes 100 000 camions et véhicules utilitaires légers à hydrogène et déployer 1 500 stations d'avitaillement. Cela nécessiterait de mobiliser l'équivalent de 15 réacteurs nucléaires pour produire 20 à 40 tonnes d'hydrogène par an. Il faut donc anticiper…
La stratégie française mise sur des écosystèmes territoriaux, à partir de sources d'énergies locales, et s'appuyant sur des flottes de véhicules captives et des avitaillements mutualisés. Un appel à projets permettra de soutenir le déploiement de « hub territoriaux » de grande envergure, regroupant différents usages liés à l'industrie et la mobilité.

Transport routier : les bus en première ligne

Une seule station de recharge pourrait en effet alimenter des flottes de bus, des véhicules utilitaires et des flottes captives d'entreprise ou de collectivités. « Les véhicules utilitaires légers représentent environ 15 % du parc automobile, et beaucoup rayonnent dans une zone prédéfinie souvent urbaine. Ce sont de bons candidats pour le véhicule électrique mais l'autonomie limitée peut devenir un handicap que peut surmonter la motorisation à hydrogène », analysait en 2015 un rapport du ministère de l'Écologie.
Mais aujourd'hui, ce sont avant tout les bus qui sont déployés. Les collectivités sont sans doute boostées par la réglementation. Depuis 2020, lors de l'achat ou du renouvellement des flottes d'autocars et de bus, la moitié de ces véhicules doit être à faibles émissions, et d'ici 2025, l'obligation portera sur la totalité des véhicules.

Pour l'heure, les bus à hydrogène sont souvent déployés sur une seule ligne, avant d'envisager un déploiement plus important. La ville de Pau (Pyrénées-Atlantiques) a par exemple lancé, fin 2019, une ligne de bus à hydrogène, Fébus, sur un trajet de six kilomètres (huit bus au total). À Lyon (Rhône), le projet Tethys va expérimenter en 2021 la circulation de deux bus à hydrogène sur une ligne. En Île-de-France, la RATP teste, depuis 2020, différents modèles de bus à hydrogène. De nombreux autres projets ont démarré ou vont être lancés dans les mois à venir.
Signe d'un changement d'échelle attendu, la centrale d'achat public Ugap a étoffé, en 2021, son offre d'autobus avec trois modèles à hydrogène, alors qu'elle proposait, jusque-là, en carburation alternative, seulement des bus électriques ou roulant au GNV.
Enfin, pour les poids lourds, les offres commerciales sont encore rares (sauf chez Hyundai). Plusieurs constructeurs planchent sur des modèles (Iveco, Daimler avec Volvo trucks, PVI de Renault). « Il faut enrichir l'offre et aller vers de grandes séries pour réduire les coûts », analyse Philippe Boucly, président de France Hydrogène. Les développements sont plutôt attendus vers 2030, poussés par une réglementation européenne plus stricte sur les émissions des poids lourds.

© Cyril Garrabos – Ville de Pau

Le train à hydrogène est sur les rails

« Hormis le transport routier, l'hydrogène pourrait investir également le transport ferroviaire et maritime au cours des dix prochaines années. Des trains, des ferries et autres navires à hydrogène sont en cours de développement et de déploiement », analyse France Hydrogène. Les trains à pile à combustible sont les premiers à démarrer. En 2018, deux trains pilotes ont été déployés commercialement en Allemagne (Coradia iLint) pour dix-huit mois, démontrant la faisabilité technique et économique de cette technologie. À partir de 2022, ce modèle sera déployé pour remplacer les 14 trains de deux lignes de Basse-Saxe où il a été expérimenté. Le Coralia iLint est également en cours d'homologation dans plusieurs autres pays européens (Autriche, Pays Bas, Royaume-Uni…).

En France, la SNCF et les régions ont lancé le projet TER H2, afin de déployer commercialement des trains à hydrogène sur les lignes régionales. La particularité du modèle français est de tabler sur un train bimode, qui fonctionne en traction électrique sur les portions de voies électrifiées et grâce à l'hydrogène sur les portions non électrifiées. « Parmi 52 lignes prioritaires au verdissement identifiées par les régions françaises, 34 lignes pourraient être pertinentes pour l'hydrogène par rapport à une électrification des voies, représentant près de 200-250 trains » à horizon 2025-2030, note l'Ademe dans une étude publiée en septembre 2020. L'hydrogène est particulièrement pertinent économiquement sur des lignes régionales à faible trafic et peu, ou pas, électrifiées.

L'autre intérêt est également « qu'il permet de stimuler les initiatives locales d'écosystèmes hydrogène grâce à la mutualisation des infrastructures de production d'hydrogène pouvant desservir plusieurs usages. Les flottes – captives par nature – de train hydrogène, assurent un besoin en hydrogène régulier, prédictible et de grand volume permettant d'accéder à des coûts d'hydrogène optimisés grâce aux effets d'échelle », analyse l'agence.

Potentiel de développement du train à hydrogène en France :

52
lignes prioritaires
au verdissement identifiées,

34
lignes
pourraient être pertinentes pour l'hydrogène, soit…

200-250
trains
à l'horizon 2025-2030

Bus à hydrogène
en test dans la ville de Pau

> **« Il faut enrichir l'offre de poids lourds à hydrogène et aller vers de grandes séries pour réduire les coûts. »**
>
> **PHILIPPE BOUCLY,**
> France Hydrogène

Fluvial, maritime, aérien : un démarrage plus tardif

Certaines navettes fluviales ou maritimes pourraient également être alimentées par de l'hydrogène. Des démonstrations sont en cours, à Nantes notamment (NavHybus). Des travaux sont également menés sur les bateaux de pêche (SHyPER, FILHyPyNE). « De premiers projets portant sur des ferries, en France, ont déjà été lancés, et l'adaptation de l'hydrogène aux bateaux de croisière fluviale ou océanique entraînerait une demande importante (1 à 10 tonnes d'hydrogène par jour), favorisant par conséquent le développement de la supply chain de l'hydrogène », note France Hydrogène. De son côté, Ariane group, qui embarque 30 tonnes d'hydrogène dans chaque lanceur Ariane, s'est associé à Engie pour explorer l'utilisation d'hydrogène liquide dans le transport maritime.

À plus long terme encore, l'hydrogène pourrait également alimenter le transport aérien. Mais reste à résoudre les problématiques de poids de la pile à combustible et des réservoirs. D'ici 2035, Airbus entend néanmoins développer la propulsion à hydrogène sur trois avions court et moyen courrier (100 à 200 passagers), en les équipant de deux réservoirs d'hydrogène liquide. Sur le tarmac, la logistique doit aussi être organisée pour alimenter les avions lors de leurs escales. Le groupe ADP, Air France-KLM et Airbus ont lancé récemment un appel à manifestation d'intérêt pour développer des hub à hydrogène dans les aéroports. Au-delà des avions, les engins au sol des infrastructures aéroportuaires pourraient également être convertis à l'hydrogène.

Sophie Fabrégat

TECHNOLOGIES

FOCUS

UN RÔLE TAMPON DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

Stocké massivement pour permettre un passage intersaisonnier, injecté directement dans le réseau de gaz ou converti en méthane de synthèse, l'hydrogène peut jouer un rôle dans le système énergétique, en facilitant aussi l'intégration des énergies renouvelables.

Le mix électrique actuel de la France, faiblement carboné grâce au nucléaire et aux renouvelables, permet de produire de l'hydrogène vert pour décarboner de nombreux usages. Mais, avec le développement attendu des énergies renouvelables, l'hydrogène pourrait jouer un nouveau rôle, en apportant de la flexibilité au système électrique. Il permet en effet de stocker les surplus d'électricité renouvelable ou de les injecter dans le réseau de gaz, après transformation.

En France, ce type de besoin ne devrait pas être nécessaire avant 2035, sauf dans les zones non interconnectées (ZNI). Mais dans des pays comme le Danemark, où la part des énergies renouvelables est déjà importante, des réflexions plus avancées sont déjà en cours. Enfin, certains pays, comme l'Allemagne, la Belgique ou le Japon, envisagent d'utiliser le vecteur hydrogène pour importer de l'électricité photovoltaïque ou éolienne produite en grande quantité en Australie ou en Afrique du Nord.

> « L'introduction de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel constitue une opportunité de réduction de l'utilisation de combustible fossile importé. »
>
> Ministère de la Transition écologique

Une diversité d'usages pour l'hydrogène stocké

L'hydrogène peut permettre d'accroître considérablement les capacités de stockage du système électrique. Il est complémentaire des autres solutions de stockage que sont les batteries (stockage de court terme) ou les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage, stockage intersaisonnier), dont la capacité de développement est limitée en France aujourd'hui.

Pour être stockée, l'électricité renouvelable est convertie en hydrogène par électrolyse (power to gaz). L'hydrogène peut alors être stocké dans des cavités salines, injecté dans le réseau gazier sous forme d'hydrogène ou converti en méthane (après méthanation), valorisé par un industriel ou encore stocké sur place pour être à nouveau transformé en électricité (power to power). L'avantage du stockage de l'hydrogène est qu'il permet une diversité de consommations finales : hydrogène, méthane, chaleur, électricité…

Power to gaz : verdir les usages actuels du gaz

Sur la technologie du power to gaz, deux démonstrateurs majeurs ont été lancés en France. Le projet Grhyd, lancé en 2014 à Dunkerque (Nord), visait à tester l'injection d'hydrogène dans le réseau. Aujourd'hui, pour des raisons techniques mais aussi de sécurité, la part d'hydrogène injecté est limitée à 6 %. Le démonstrateur Grhyd a montré que cette part pouvait être portée jusqu'à 20 %. Dans ce projet, l'hydrogène a été valorisé via les usages classiques du gaz naturel : chauffage, eau chaude ou carburant pour la mobilité. Le projet Jupiter 1000, mis en service en 2020 à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), vise quant à lui à produire de l'hydrogène par électrolyse à partir des surplus d'électricité renouvelable, puis il est converti en méthane de synthèse en le combinant avec le CO_2 produit par les industries riveraines. Cette transformation en méthane permet de lever les barrières physiques de l'injection d'hydrogène dans les réseaux. « L'introduction de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel constitue une opportunité de réduction de l'utilisation de combustible fossile importé. Ce principe est à l'étude, notamment aux Pays Bas où il est même envisagé de remplacer les gaz naturels par l'hydrogène », indique le Gouvernement Français

© Università di Corsica

La plateforme MYRTE de l'Université de Corse-CNRS est installée au Centre d'études scientifiques Georges Peri de Vignola, près d'Ajaccio.

dans sa stratégie présentée en septembre 2020, précisant que « ce type de besoin émerge d'ores et déjà dans les pays ayant des taux de déploiement d'énergies renouvelables très importants, surtout sur des réseaux isolés ». Certains pays envisagent même de faire tourner des centrales électriques thermiques avec de l'hydrogène, ce qui nécessitera cependant une production massive et prévisible d'hydrogène.

Pour remédier à l'intermittence de la production renouvelable, le projet Méthycentre associe la production d'hydrogène par électrolyse à une installation de méthanisation. L'objectif est de produire dans les deux cas du méthane qui sera injecté sur le réseau et pourra être utilisé pour différents usages. Le projet sera mis en service en 2021.

Au Royaume-Uni, un projet inverse quant à lui la logique, en partant d'un besoin basé sur la demande (décarboner le chauffage de millions de foyers) et non sur l'offre (absorber les surplus d'électricité renouvelable). Avec le projet H21, Equinor et Nothern gas networks envisagent de décarboner les réseaux de chaleur de Liverpool, Manchester, Leeds, Newcastle en s'appuyant sur le vaporeformage, avec stockage du CO_2.

Power to power : stabiliser le système électrique

En parallèle de ces expérimentations d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz, des démonstrateurs sont également lancés autour des services apportés au réseau électrique, notamment dans les zones non interconnectées (ZNI). C'est dans ces zones en effet, où le réseau est moins développé pour absorber les énergies renouvelables, que les premières applications devraient émerger. Sur le réseau métropolitain, le besoin ne devrait pas se faire sentir avant 2035, quand les énergies renouvelables auront atteint un taux de pénétration d'au moins 40 - 50 %. Il s'agit dans ce cas de produire de l'électricité à partir de l'hydrogène stocké pendant les périodes de surproduction (power to power), grâce à une pile à combustible.

En Corse, le projet Myrte teste depuis 2012 le stockage d'électricité solaire par hydrogène. L'hydrogène est produit pendant les heures de faible consommation et/ou de forte production. Une pile à combustible permet de produire à nouveau de l'électricité à partir de cet hydrogène, lors des hausses de consommation, et de l'injecter sur le réseau.

Sophie Fabrégat

Des pertes de rendement en cascade

— « La production puis l'utilisation de l'hydrogène supposent une succession de transformations et donc des pertes énergétiques », souligne l'Ademe dans une note publiée en janvier 2020. Résultat : le rendement du stockage de l'électricité par des solutions hydrogène est estimé aujourd'hui entre 20 à 30 %, contre 70 % pour les batteries. Cette dernière solution est donc à privilégier « lorsque cela est techniquement et économiquement envisageable, c'est-à-dire ajusté aux conditions d'usage souhaité (durée de stockage, dimensionnement, temps de recharge…) ».

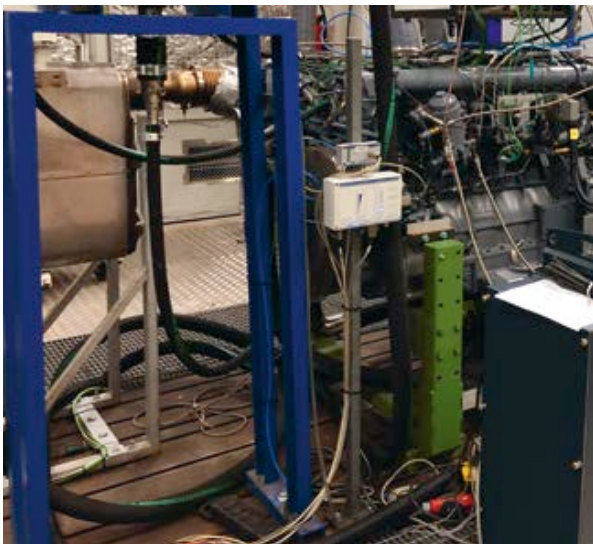
Dans certains cas, selon l'Ademe, l'hydrogène ou un système hybride hydrogène/batterie sont plus pertinents : « Pour les systèmes électriques isolés, l'insertion de la chaîne hydrogène dans un système électrique peut améliorer son rendement vis-à-vis d'un système tout batterie. Cela traduit le fait que le stockage batterie présente des limites en termes de capacité de stockage, et que l'introduction d'une chaîne hydrogène permet d'éviter une perte conséquente d'énergie primaire ».

TECHNOLOGIES

Outre comme carburant d'une pile à combustible (PAC), l'hydrogène peut aussi être brûlé dans un moteur spécifique sans émettre de CO_2. L'Ifpen travaille sur ce type de motorisation qui pourrait être pertinent pour certains véhicules.

INTERVIEW

POUR CERTAINS VÉHICULES, **LE MOTEUR À HYDROGÈNE** SERA MOINS COÛTEUX QUE LA PILE À COMBUSTIBLE



— ACTU-ENVIRONNEMENT : Pourquoi croyez-vous au développement du moteur à combustion hydrogène?
FLORENCE DUFFOUR / BERTRAND GATELLIER : Le premier avantage du moteur à hydrogène c'est qu'il n'émet pas de CO_2 et très peu d'oxyde d'azote (NOx). Deuxièmement, le moteur thermique a fait d'énorme progrès en termes de rendement ces dernières années, notamment sur les motorisations essence et gaz, ce qui rend possible son évolution vers le moteur à hydrogène. C'est en tout cas un socle de technologies matures qui, combinées aux propriétés intrinsèques de l'hydrogène, peut donner de très bons rendements. Le rapport entre le travail mécanique fourni et la quantité d'énergie nécessaire est désormais proche des rendements énergétiques observés pour les piles à combustible associées aux moteurs électriques. Selon nos simulations on serait sur des rendements supérieurs à 45 %. Notre ambition est de se rapprocher des 50 % de rendement, en s'appuyant notamment sur nos outils numériques de conception et de nouveaux moyens d'essais dédiés aux motorisations hydrogène.
La pile à combustible a un rendement maximum très élevé, mais il faut comparer avec l'ensemble du système de propulsion intégrant une machine électrique et une transmission. En effet, selon les usages et les variations de puissance, le rendement n'est pas constant. Le moteur à hydrogène peut donc être plus intéressant que le système PAC pour certaines applications, en particulier celles sollicitant la chaîne de tractions par des fortes demandes en puissance instantanée.

— AE : Sur quels segments est-il le plus pertinent?
FD / BG : Les deux voies de la mobilité hydrogène s'inscrivent dans la transition écologique et sont aujourd'hui explorées à l'Ifpen. Le moteur thermique à hydrogène semble plus recommandé pour certains segments de marché, comme le poids lourd longue distance, l'off road (machines agricoles, engins de chantier, etc.) ainsi que le transport ferroviaire, fluvial et maritime. La demande de puissance de ces engins est moins adaptée à la PAC. Autre inconvénient, une PAC a besoin d'être refroidie, ce qui peut poser des problèmes d'encombrement ou pénaliser les engins sur le plan de l'aérodynamisme.
Autre avantage avec le moteur hydrogène, il est possible d'utiliser l'outil industriel déjà existant pour adapter les véhicules à ce moteur. Contrairement à la PAC, il n'y a pas besoin d'investir dans le design et l'architecture des véhicules, il y a de grandes similitudes des moteurs, des pièces, des lignes de montage. Sur beaucoup de petits segments, on va pouvoir accélérer l'utilisation de l'hydrogène. Ainsi, avec une durée de vie identique à celle des motorisations thermiques existantes, la motorisation hydrogène peut afficher un coût très compétitif car la technologie est mature et les investissements de production limités. Par ailleurs, elle ne nécessite pas l'utilisation d'un hydrogène de grande pureté, facilitant ainsi la distribution du carburant.

— AE : Sur quels axes de recherche faut-il encore travailler?
FD / BG. : L'objectif est de faire des adaptations des moteurs existants pour s'approcher des rendements optimums. Pour certains véhicules, ce sera toujours beaucoup moins coûteux que de basculer vers la PAC. L'Ifpen va donc privilégier la recherche de briques technologiques pour atteindre des performances de rendement maximum et minimiser les émissions d'oxyde d'azote. Nous avons élaboré des programmes avec des industriels, notamment pour avoir deux démonstrateurs de véhicules en 2022 (poids lourds de moins de 19 tonnes). Nos partenariats se montent avec des acteurs essentiels sur des technologies clés comme le système d'injection, l'allumage, les lubrifiants… L'objectif est de trouver les solutions qui viennent lever certains verrous, augmenter le rendement et réduire les oxydes d'azote.

Propos recueillis par ***Florence Roussel***

Banc d'essai de l'Ifpen consacré à la motorisation hydrogène.

© Ifpen

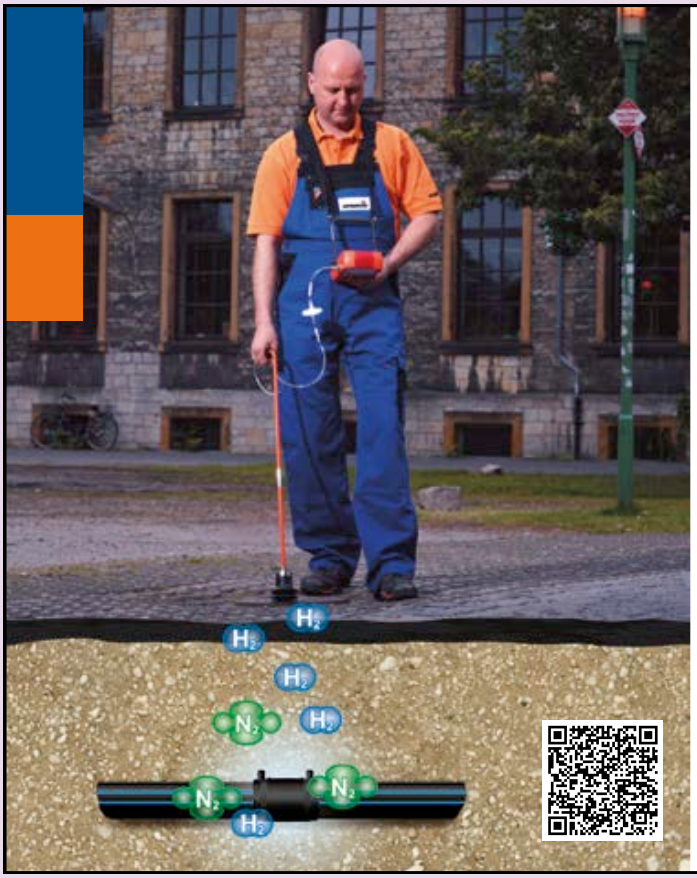
« Le moteur thermique à hydrogène semble plus recommandé pour certains segments de marché, comme le poids lourd longue distance, l'off road, le transport ferroviaire, fluvial et maritime. »

FLORENCE DUFFOUR
chef du projet Motorisations Hydrogène au sein d'IFPEN

BERTRAND GATELLIER
responsable du programme Motorisations et Systèmes au sein d'IFPEN

© Ifpen

© Ifpen



SEWERIN
Technologies pour la détection de fuites.

VARIOTEC® 460 Tracergas

Détecteur de fuites d'hydrogène
Recherche de fuites non destructive
en intérieur et extérieur

SEWERIN | 17, rue Ampère-BP 211 | F-67727 HOERDT CEDEX
Tél. +33 (0)3 88 68 15 15 | Fax. +33 (0)3 88 68 11 77 | www.sewerin.com

RLWA-BI 05002032021

TECHNOLOGIES

— Que ce soit pour accueillir l'hydrogène en mélange avec le gaz naturel ou dans des infrastructures dédiées, les gestionnaires d'infrastructures se préparent et normalisent leurs travaux. Détails avec **Christophe Erhel,** ingénieur normalisation, service des activités techniques de l'Association française du gaz (AFG).

AVIS D'EXPERT

DES RÉSEAUX PRÊTS À ACCUEILLIR L'HYDROGÈNE

© AFG

Pour fournir de grandes quantités d'hydrogène de façon continue à des industriels, il faudra les approvisionner par canalisation. Et la reconversion d'infrastructures de gaz naturel doit être privilégiée.

Les réseaux de gaz s'adaptent depuis des années à l'injection de biométhane. Ce gaz renouvelable a des caractéristiques similaires au gaz naturel, donc il s'agit essentiellement de gérer les quantités injectées vis-à-vis de la capacité de stockage des réseaux et de la consommation en aval. Après des projets pilotes dans les réseaux de distribution (GRHYD dans le réseau GDRF) et de transport (Jupiter1000 dans le réseau GRTgaz), les demandes d'injection d'hydrogène se multiplient dans le cadre de la transition énergétique et du plan hydrogène.

Les réseaux de gaz peuvent s'adapter à ce gaz renouvelable aux caractéristiques différentes de 2 manières :

- l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel donnant un mélange qui nécessite ou pas, suivant le niveau de mélange, l'adaptation des infrastructures gazières et des utilisations en aval,
- l'injection d'hydrogène dans des réseaux conçus pour l'hydrogène ou des réseaux de gaz naturel reconvertis.

Injection d'hydrogène en mélange avec le gaz naturel

Les prescriptions techniques des opérateurs gaziers français permettent l'injection d'hydrogène jusqu'à 6 % en volume. Dans le cadre du Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, ces opérateurs ont réalisé en 2019 une étude sur les « Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel ». La conclusion est que: « À l'horizon 2030, les opérateurs recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10 %, puis 20 % au-delà, afin d'anticiper l'adaptation des équipements, notamment à l'aval. Ces taux sont atteignables avec des adaptations limitées sur les infrastructures et font l'objet de travaux de concertation entre partenaires européens ». Une étude similaire a été publiée en 2019 par Marcogaz, l'association technique européenne du gaz, sur l'acceptabilité de l'hydrogène dans les infrastructures et les utilisations de gaz naturel. Elle conclut également que l'hydrogène peut être injecté jusqu'à 10 % sans modification et jusqu'à 20 % avec des modifications mineures. Lorsque le coût d'adaptation des réseaux de gaz sera trop élevé, il sera possible de transformer l'hydrogène en méthane de synthèse par méthanation (combinaison avec du CO_2). On revient ainsi dans la situation de l'injection de biométhane qui nécessite une gestion des volumes.

Des normes à adapter

Dans le cadre de sa stratégie hydrogène, la Commission Européenne (DG ENER) a déposé au Comité Européen de Normalisation (CEN) une demande de normalisation. Le Bureau de Normalisation du Gaz (BNG) a coordonné la contribution française à cette demande. Elle a permis d'identifier une centaine de normes devant être révisées ou rédigées pour l'adaptation de la chaîne gazière.
Des travaux prénormatifs ont également été lancés pour lever les barrières techniques à l'injection d'hydrogène. Ils sont cofinancés par la DG ENER. Une étude bibliographique est ainsi menée par le Groupe Européen de Recherche Gazière (GERG) sur 8 priorités : sécurité, qualité du gaz, stockages souterrains, production d'électricité centrale et distribuée, usages industriels, canalisations acier (haute pression), équipements de réseau, appareils à gaz. Le rapport final est attendu en novembre 2021. Les opérateurs français

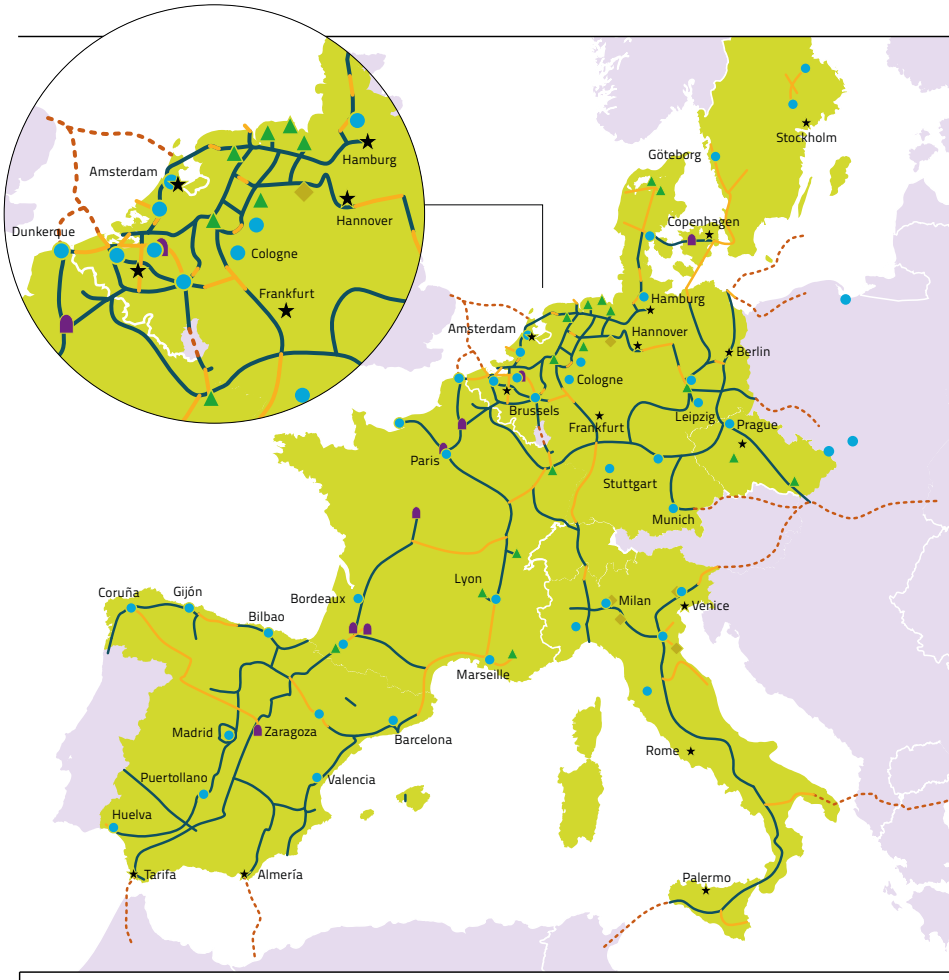
DORSALE HYDROGÈNE EUROPÉENNE qui pourrait voir le jour d'ici 2040

La dorsale hydrogène comprendra :

6 800 km de canalisations en 2030 et…

23 000 km en 2040

10 gestionnaires d'infrastructure gazière se sont engagés dans le projet



- Pipeline à hydrogène issu de la reconversion de pipelines de gaz naturel existants
- Pipeline hydrogène à construire
- Connexions additionnelles potentielles
- Pays intégrés au projet
- Pays hors projet
- Site potentiel de stockage d'hydrogène, existant ou nouveau, en cavités salines
- Site potentiel de stockage d'hydrogène en aquifère
- Site potentiel de stockage d'hydrogène en champ épuisé
- Cluster industriel
- Villes

y contribuent largement, Engie Lab CRIGEN et RICE GRTgaz pilotant les travaux sur trois de ces priorités. Dès que les connaissances furent suffisantes, les travaux de normalisation ont commencé. La première norme qui traitera les mélanges de gaz naturel de d'hydrogène jusqu'à 100 % sera l'EN 12583 sur les stations de compression. Au niveau français, un groupe de concertation sur l'injection d'hydrogène a été lancé en avril 2019 à l'initiative de GRTgaz. Il est constitué des opérateurs gaziers (GRTgaz, Teréga, GRDF, SPEGNN, Storengy), des administrations et autorités publiques (DGEC, DGPR, ADEME, CRE, DGE), des associations représentatives des professionnels du secteur (AFHYPAC, ATEE Club P2G et AFG), des représentants de collectivités (FNCCR et ARF) et des producteurs. Il travaille sur une cartographie (zones propices aux projets d'injection), sur les conditions d'accès au réseau (analyse, traitement des demandes, solutions techniques de raccordement) et sur un registre (réservation de capacités d'injection et gestion de la file d'attente).

Injection d'hydrogène dans des infrastructures dédiées

L'Europe et la France souhaitent développer l'hydrogène renouvelable et bas-carbone pour décarboner l'industrie et le transport. La production et l'utilisation de l'hydrogène peuvent se faire à l'échelle locale. Il existe ainsi des projets d'électrolyse avec de l'électricité d'origine solaire ou éolienne excédentaire, ou de pyro-gazéification pour alimenter des stations alimentant des bus. Mais pour fournir de grandes quantités d'hydrogène de façon continue à des industriels, il faudra les approvisionner par canalisation. Et la reconversion d'infrastructures de gaz naturel doit être privilégiée.

L'initiative Gas for Climate lancée en 2017 par 10 transporteurs européens (dont GRTgaz et Teréga) a ainsi annoncé en 2020 le lancement d'une « dorsale hydrogène » qui comprendra 6 800 km de canalisations en 2030 et 23 000 km en 2040. Elle sera principalement composée de canalisations de gaz naturel reconverties et doit approvisionner d'importantes zones industrielles. Pour avoir de l'hydrogène renouvelable en grande quantité et à des coûts compétitifs, il pourra être importé depuis des pays où le soleil ou le vent sont abondants. Le Japon a ainsi construit un terminal d'importation d'hydrogène liquéfié transporté par bateau « hydrogénier » depuis l'Australie. Un consortium d'industriels étudie également l'import d'hydrogène liquéfié en Belgique, qui ne dispose pas du potentiel de production d'hydrogène suffisant. Pour stocker l'hydrogène renouvelable produit de façon intermittente à partie d'électricité solaire ou éolienne, les stockages souterrains de gaz naturel peuvent également être reconvertis. C'est déjà le cas pour le stockage en cavité saline de Storengy à Manosque (projet HyGreen Provence).

Christophe Erhel, Ingénieur normalisation, service des Activités Techniques de l'AFG

TECHNOLOGIES

— La France dispose d'une capacité de stockage d'hydrogène importante dans des cavités salines déjà utilisées pour le gaz naturel. Reste à valider toutes les conditions techniques, comme l'explique **Ony Rabetsimamanga,** chargée d'affaires Stratégie – Hydrogène chez Storengy.

AVIS D'EXPERT

UN POTENTIEL DE STOCKAGE INTÉRESSANT EN FRANCE

© Storengy

Pour atteindre les objectifs ambitieux d'hydrogène renouvelable et permettre une massification de la filière industrielle, il faudra sortir rapidement d'un mode de fonctionnement R&D.

Les infrastructures de stockage hydrogène (H_2) sont nécessaires pour accompagner le développement et l'industrialisation de la filière hydrogène renouvelable. Des stockages en cavités salines sont déjà utilisés comme réserves stratégiques d'H_2 pour des process industriels (en Angleterre et aux États-Unis). En effet, grâce aux propriétés d'étanchéité du sel, il est possible de stocker le gaz naturel et l'hydrogène en toute sécurité dans les cavités salines.

La France dispose de capacités de stockage importantes grâce à des cavités salines d'ores et déjà existantes, utilisées pour le stockage du gaz naturel. Elles sont flexibles et, selon la cavité, elles permettront de stocker 10 tonnes à 7000 tonnes d'H_2 par cavité.

Storengy est impliqué dans le développement de la filière H_2 renouvelable, et en particulier pour permettre la mise à disposition de capacités de stockages en cavités salines dans les futurs écosystèmes territoriaux. Il s'agit d'un challenge technique formidable, que d'anticiper les besoins techniques pour convertir ces cavités salines du gaz naturel vers l'H_2 renouvelable.

Lorsqu'on parle d'hydrogène, on ne peut pas passer à côté de la question de la sécurité, et de la maîtrise des risques industriels associés à un gaz inflammable et combustible. Des études et expérimentations sont en cours pour prendre en compte les risques spécifiques liés à l'H_2 dans le design des installations et pour adapter nos pratiques de surveillance et de sécurité[1]. Les opérateurs de stockages souterrains appliqueront alors avec rigueur les exigences de maîtrise du risque imposées par la réglementation pour l'exploitation et la maintenance des sites de stockage, comme ils le font déjà pour le gaz naturel[2].

Concernant les enjeux techniques pour les stockages en cavité saline, nous avons relevé trois enjeux importants : l'impact du stockage d'hydrogène sur le sous-sol, l'impact sur le design des installations et la disponibilité technique et économique des équipements pour aller vers une industrialisation de la filière.

Pour atteindre les objectifs ambitieux d'hydrogène renouvelable et permettre une massification de la filière industrielle, il faudra sortir rapidement d'un mode de fonctionnement R&D. Il est nécessaire d'impliquer dès aujourd'hui les fournisseurs français et européens (allant des joints d'étanchéité, de la vanne gaz à la complétion utilisées dans les puits des cavités salines) pour qu'ils puissent développer et industrialiser des matériels de qualité, au moment où les projets de stockage souterrain industriels vont se développer, c'est-à-dire dès 2022.

L'impact de l'hydrogène sur le sous-sol

Il existe des impacts sous-sol qui sont potentiellement liés à la nature de la molécule, et d'autres qui sont liés à des besoins de stockage différents par rapport à l'existant. Dans le premier cas, il est nécessaire de caractériser comment la couche de sel va réagir sur le long terme en présence d'hydrogène. Dans le deuxième cas, une fréquence de cyclage (injection et soutirage) trop importante pourrait entraîner des perturbations du sous-sol. Ces impacts sont étudiés dans le cadre de projets R&D, respectivement Rostock-H et Hypster2[3].

Le dernier impact majeur lié au sous-sol est celui lié à la qualité de l'H_2 qui est injecté d'une part et soutiré d'autre part de la cavité. L'H_2 est dit pur. Pourtant, selon le mode de production de la molécule, des composés

traces peuvent être présents en très faibles quantités (exemples : composés soufrés, oxygène). Dans la cavité saline, la formation de composés traces pourrait aussi résulter d'interactions physico-chimiques ou bactériologiques[4].

L'ENJEU OPÉRATIONNEL : concernant les interactions H_2 et roche ou la fréquence de cyclage, la caractérisation de l'impact de l'H_2 va permettre d'adapter au mieux les procédures d'exploitation, comme une fréquence de cyclage adaptée aux besoins du marché et à la cavité saline. De la même manière que pour le gaz naturel, nous avons besoin de vérifier si, dans les conditions opérationnelles du stockage (température, pression, humidité), les composés traces mentionnés ont un impact sur nos installations (exemple : corrosion), mais aussi si d'autres composés potentiellement problématiques pour les utilisateurs aval, seraient produits suite à des interactions physico-chimiques ou bactériologiques dans la cavité saline. En fonction des travaux, des échanges seront nécessaires avec les producteurs d'H_2 et les utilisateurs, afin d'établir des spécifications claires pour l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeurs.

L'impact sur le design des installations : matériaux adéquats et prise en compte du comportement spécifique de l'hydrogène

L'hydrogène est connu pour ses propriétés de fragilisation des matériaux, et de l'acier en particulier. C'est la raison pour laquelle il est nécessaire d'évaluer dans les conditions opératoires des stockages (équivalentes à celles utilisées pour le gaz naturel), comment la présence d'hydrogène impacte les matériaux et aciers actuellement utilisés (ou prévus pour être utilisés). Comme tous les sujets innovants, il n'est pas aisé de trouver des centres ou des plateformes R&D qui disposent de banc d'essais adéquats pour évaluer ces impacts[5].

L'ENJEU OPÉRATIONNEL : pour les installations existantes, cela permettra de voir s'il est possible de stocker de l'hydrogène avec les matériaux existants, d'adapter les procédures de surveillance des équipements et de réévaluer leur durée de vie. Pour les nouvelles installations, il s'agit d'un travail commun entre les équipementiers, d'une part, et les utilisateurs (comme les opérateurs de stockage) d'autre part. L'objectif est que les équipementiers puissent définir les matériaux les plus adaptés, pour permettre d'équiper les futurs stockages d'H_2. Il faudra alors définir les procédures de surveillance et de maintenance associées.

Disponibilité technique et économique des équipements

Toutes ces études visent à caractériser l'impact de l'H_2 afin de faire évoluer les procédures de suivi, d'exploitation ou les spécifications techniques dans les cahiers des charges. La dernière étape est celle qui est liée à la disponibilité technique et économique des équipements. Les premiers projets de stockage arrivant dès 2023[6], la filière industrielle correspondante doit s'organiser pour que les équipements soient disponibles, en quantité suffisante dès le démarrage de la filière et pour la massification ensuite. Tout cela doit être réalisé au meilleur coût, afin de ne pas pénaliser économiquement les projets de stockage souterrains d'H_2 qui sont utiles au développement des écosystèmes territoriaux.

Ony Rabetsimamanga, chargée d'affaires Stratégie – Hydrogène chez Storengy

De 10 à 7000 t D'HYDROGÈNE stockés dans les cavités salines

1/ Exemple des projets Stopil H_2 et Hypster - https://www.storengy.com/fr/medias/actualites/hypster-premier-demonstrateur-de-stockage-dh2-vert

2/ Les sites de stockage de gaz naturel exploités par Storengy sont soumis à la directive Seveso, à celle sur les équipements sous pression.

3/ http://www.geodenergies.com/sites/default/files/upload/documents/fichesprojet/fiches_rostock.pdf

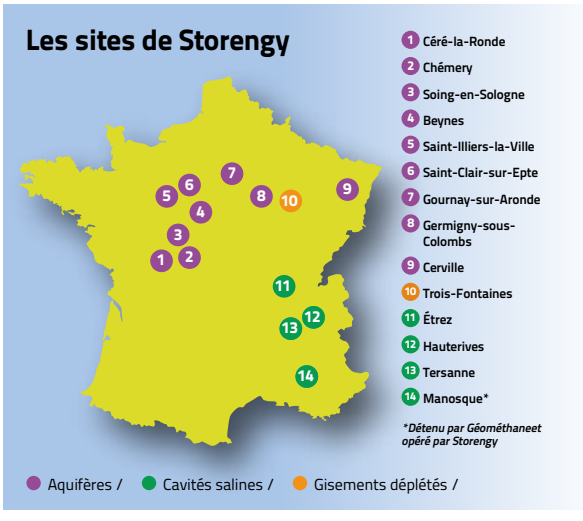
4/ Aujourd'hui peu de publications mentionnent une activité bactériologique significative dans les cavités salines.

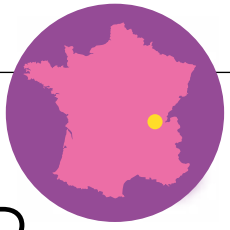
5/ Comme la simulation de l'impact de l'H_2 sur les fissures existantes dans l'acier.

6/ Le projet HYPSTER à Etrez est le premier projet de stockage en cavité saline en Europe avec la réalisation d'essais en 2023. Il sera suivi assez rapidement par des projets en France (Hygreen, STOR'HY), mais aussi aux Pays-Bas et dans d'autres pays d'Europe.

Production d'hydrogène par électrolyse

© Storengy





FICHE PROJET

PREMIER DÉMONSTRATEUR **de stockage d'hydrogène vert**

Maillon stratégique de la filière, le stockage d'hydrogène fait l'objet de recherches diverses. L'utilisation des cavités salines est une piste développée par un consortium mené par Storengy. Détails avec le projet Hypster.

Début 2021, un consortium d'acteurs, coordonné par Storengy, a lancé le projet Hypster. Son objectif est de tester à l'échelle industrielle le stockage d'hydrogène dans des cavités salines à Étrez dans l'Ain, et la réplicabilité technico-économique de ce procédé sur d'autres sites en Europe. Le site de stockage d'Étrez, situé au nord-ouest de Bourg-en-Bresse (01), sur le corridor européen Nord-Sud, est le premier site français de stockage de gaz naturel en cavités salines en termes de capacité.

Le territoire d'implantation du site est particulièrement dynamique pour l'essor des usages de l'hydrogène vert, grâce à des projets d'envergure comme la Zero Emission Valley (Projet ZEV) dans la région Auvergne-Rhône-Alpes, la construction d'unités de production et de stations de distribution d'hydrogène dans la région Bourgogne-Franche-Comté, ou encore la vallée de la chimie avec la présence de nombreux industriels.

Les études d'ingénierie du sous-sol et de la surface ont débuté en début d'année 2021. La construction de l'unité d'électrolyse pour la production d'hydrogène vert sur site est prévue pour 2022. L'expérimentation du stockage débutera en 2023.

PROJET HYPSTER

PORTEURS DU PROJET
- **Storengy, Armines-École polytechnique, Inovyn, ESK, Element Energy, Ineris, Axelera**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Étrez (Ain)**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **2023**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse et stockage en cavités salines**

SOURCE D'ÉNERGIE
- **Énergies renouvelables locales (photovoltaïque, hydraulique) et un électrolyseur de 1 MW**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **400 kg d'hydrogène par jour**

USAGES
- **Stockage de 2 à 3 tonnes dans un premier temps jusqu'à l'utilisation de la capacité totale de la cavité saline identifiée, soit 44 tonnes**

© Storengy

3 QUESTIONS À...

Teréga accélère le déploiement de l'hydrogène en France et en Europe !

Des ambitions pour un mix-énergétique bas carbone, l'intérêt déclaré pour l'hydrogène et un programme ambitieux de Recherche & Innovation… voilà comment Teréga se projette dans l'avenir.

Avec **William Rahain**, chargé d'études opportunités business

Q Quels sont les défis relevés par Teréga concernant l'hydrogène ?

W.R. : Afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050, le secteur énergétique doit se réinventer. Convaincu que l'hydrogène constitue un des principaux vecteurs du mix énergétique bas carbone, Teréga va contribuer à sa diffusion. Nous plaçons l'innovation au cœur de notre stratégie avec un ambitieux programme. Objectif : trouver les solutions pour réussir l'industrialisation de l'hydrogène.

Nous cherchons à améliorer le transport de l'hydrogène, les modalités de son injection dans les infrastructures ainsi que ses capacités de stockage souterrain. Le transport sur longues distances est nécessaire pour relier les zones de production aux zones de consommation, et permettre le déploiement à grande échelle de l'hydrogène afin qu'il devienne compétitif.

Q Au-delà de cette démarche d'innovation, quelles sont vos principales actions concrètes ?

W.R. : En fédérant un écosystème composé de partenaires issus d'une pluralité de secteurs et en s'appuyant sur les savoir-faire de nos équipes, nous avons déjà conduit de nombreuses actions. Avec l'Université de Pau et des Pays de l'Adour, nous avons créé un laboratoire commun pour mutualiser nos recherches sur les impacts du stockage des gaz décarbonés. Nous nous sommes associés à Hydrogène de France (HDF) et au Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) afin de lancer le projet Hygéo qui développe des solutions de stockage en cavité saline. Aux côtés de trente industriels de l'énergie et investisseurs, nous préparons actuellement la future filière européenne d'hydrogène vert au prix de l'énergie fossile, dans le cadre du programme « HyDeal Ambition ».

Q En ce sens, comment agissez-vous à l'échelle européenne ?

W.R. : Teréga se mobilise pour permettre à l'Europe de devenir le premier continent neutre en carbone. C'est le sens du projet de dorsale hydrogène que nous avons présenté avec dix autres gestionnaires d'infrastructures gazières. En s'appuyant sur les infrastructures existantes, ce projet permettrait de déployer l'hydrogène à grande échelle en Europe, tout en minimisant le coût de la transition énergétique pour le consommateur final. Nous développons également des partenariats avec les pays limitrophes et renforçons la chaîne de valeur avec l'Espagne. Nous venons de conclure un protocole d'accord concernant le projet Lacq Hydrogen. Cette coopération européenne est un premier pas vers la réalisation de la dorsale européenne de l'hydrogène !

GRAND ANGLE

PLANS DE RELANCE EUROPÉENS : QUAND LA FILIÈRE HYDROGÈNE

© metamorworks - stock.adobe.com

« L'année 2020 a été marquée par une prise de conscience que l'hydrogène est une brique fondamentale de la transition énergétique. »

JEAN-BAPTISTE CHOIMET
Elogen

DÉCOLLE

— Les plans de relance des États membres européens font une place de choix à l'hydrogène. L'année 2020 pourrait être l'année 1 du décollage de la filière avec, comme objectif, la construction d'une filière industrielle et de leaders européens.

Juillet 2020. **En pleine crise sanitaire liée à la Covid-19, la Commission européenne prépare son plan de relance.** Un plan de relance où la décarbonation est un objectif clairement affiché et où l'hydrogène va faire une entrée remarquée. L'objectif de la Commission est de verdir la production d'hydrogène actuelle grâce aux énergies renouvelables et d'en développer les usages, notamment en substitution des combustibles fossiles. D'ici 2024, la Commission souhaite l'installation d'une capacité d'au moins 6 gigawatts (GW) d'électrolyseurs sur le territoire européen, afin de produire jusqu'à un million de tonnes d'hydrogène renouvelable. D'ici 2030, cette capacité devra atteindre 40 GW d'électrolyseurs et une production de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable. Enfin, de 2030 à 2050, l'hydrogène renouvelable aura atteint sa maturité et sera déployé à grande échelle « dans tous les secteurs difficiles à décarboner », indique la Commission.

Mais en attendant un hydrogène renouvelable mature et abordable, comment faire ? Faut-il accepter l'hydrogène décarboné – produit à partir de nucléaire, ou par les fossiles avec stockage du carbone ? Sur ce point deux camps s'opposent à Bruxelles : « L'Espagne, le Portugal, l'Autriche, le Danemark, le Luxembourg (pays qui affichent un fort taux d'énergies renouvelables) poussent pour que seul l'hydrogène renouvelable soit soutenu, tandis que la France, les Pays Bas, les pays de l'Est sont plutôt favorables à inclure le nucléaire et à soutenir l'hydrogène décarboné », résume Philippe Boucly, président de France Hydrogène. Pour Jacques Trenner, du think tank The Shift project, une chose est sûre : « Les énergies renouvelables ne suffiront pas à couvrir l'ensemble des besoins en hydrogène ».

De ce débat, et de ces multiples options, vont découler des plans de relance nationaux, tous très ambitieux, mais aux moyens bien différents.

Allemagne-France : deux stratégies, deux visions

« Aujourd'hui, 40 pays dans le monde ont publié ou vont publier une stratégie hydrogène avec de grands démonstrateurs, constate Mikaa Mered, professeur de géopolitique de l'hydrogène à HEC Paris et à l'École de relations internationales (ILERI). Le discours des promoteurs de la filière a été entendu : avec un coup de pouce d'argent public, on va pouvoir débloquer les potentiels et basculer à l'échelle industrielle. » Et de l'argent public, cela tombe bien, il y en a dans le cadre des plans de relance. « Le soutien public le plus important à la filière est en Asie, notamment au Japon qui a été le premier à imaginer une vision géopolitique de l'hydrogène. » Mais l'Europe n'est pas en reste avec, notamment, l'Allemagne et la France.

Mais malgré des volumes d'investissement similaires (7 milliards pour la France, 9 milliards pour l'Allemagne), les deux pays ont une approche très différente

MARCHÉS

de l'économie de l'hydrogène qu'ils veulent bâtir. Côté français, zéro centime sera investi sur les partenariats internationaux pour construire des chaînes d'approvisionnement, alors que l'Allemagne va y consacrer deux milliards d'euros en investissant, par exemple, directement dans des projets à l'étranger. « Le projet Desertec, qui consiste à construire de nombreuses centrales solaires dans le nord de l'Afrique pour alimenter l'Europe en électricité renouvelable, pourrait être relancé pour cette fois produire de l'hydrogène vert sous le soleil africain et l'importer par bateau en Europe, explique Mikaa Mered. L'Allemagne refuse l'hydrogène nucléaire et elle assume pleinement que si elle ne peut pas produire de l'hydrogène vert sur son territoire, elle l'importera. La France, elle, mise sur une production 100 % domestique. Ce sont deux logiques complètement différentes. La France veut s'autonomiser, l'Allemagne veut se décentraliser », résume le spécialiste.

« On aura la capacité de produire les électrolyseurs en France pour atteindre l'objectif de 6400 MW en 2030. »

PHILIPPE BOUCLY
France Hydrogène

Un réseau de transport à dessiner

À travers ces stratégies différentes, se dessine une géopolitique de l'hydrogène différenciée qui ne semble pas poser de difficultés techniques, notamment en matière de transport de l'hydrogène. « L'hydrogène pur doit être produit près de son lieu d'utilisation, car il est difficile à transporter. Mais l'hydrogène sous forme d'ammoniac liquéfié est déjà transporté sur toutes les mers du globe. On peut même choisir d'en extraire ou non l'hydrogène une fois arrivé à bon port. Car, pour certains usages, il peut être directement utilisé… On aura juste un problème d'émissions d'azote à régler », explique Cédric Philibert, chercheur associé à l'Institut français des relations internationales (IFRI), ex-analyste de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE).
L'hydrogène peut aussi être transporté par pipeline à travers l'Europe. L'Allemagne travaille d'ailleurs sur plusieurs projets européens de dorsale d'hydrogène. Une approche fortement appuyée par les gestionnaires d'infrastructures gazières qui y voient un moyen de se maintenir dans un monde où le gaz naturel va perdre progressivement son attrait. « En tant que gestionnaire d'infrastructure en Belgique, nous nous positionnons comme transporteur des molécules de demain, notamment l'hydrogène. Aujourd'hui, nous desservons des clients industriels qui veulent se décarboner et, pour avoir une transition énergétique la plus abordable possible, il faut réutiliser l'infrastructure existante », estime Rémy Laurent, porte-parole de Fluxys Belgium. Pour le gestionnaire belge, il est certain qu'à long terme l'hydrogène remplacera le gaz naturel, surtout que la Belgique n'en produit pas. Fluxys s'y prépare donc en redessinant son réseau pour connecter les lieux de production et de consommation, sans oublier l'option importation. Les grands sites industriels belges et les ensembles portuaires de la mer du Nord sont au cœur de ce dispositif.

Une stratégie française en ordre de marche

Cette approche réseau n'est pas une priorité en France. Le pays mise sur une production d'hydrogène locale, par l'électrolyse de l'eau, avec de l'électricité verte ou nucléaire. « La stratégie française prévoit de produire au plus près de la consommation pour éviter de construire des réseaux de transport d'hydrogène. Les réseaux seront peut-être nécessaires, mais d'ici 10 à 15 ans. L'objectif de la stratégie n'est pas de financer des infrastructures réseau, de stockage… On a encore besoin de démonstration sur les questions de sécurité », prévient Lionel Prévors, de la DGEC. Idem pour le stockage : « la stratégie privilégie les usages directs. Il n'y a pas tant d'endroits que ça où stocker l'hydrogène et ce n'est pas si facile. Notre objectif premier est de décarboner l'hydrogène industriel, en développant 6,5 W d'électrolyse par an. Nous faisons le choix de soutenir les producteurs d'hydrogène bas carbone plutôt que les consommateurs », explique le représentant du ministère de la Transition écologique.
L'hexagone a choisi la voie des appels à projets pour mobiliser les acteurs. Selon le dernier bilan du Conseil National de l'Hydrogène de mars 2021, 27 projets de R&D et d'intégration de technologies hydrogène ont d'ores et déjà été soutenus, pour 212 M€ d'investissement total et 37 M€ de soutien public. À ces projets viennent s'ajouter 60 M€ de soutien à la filière aéronautique dans le cadre du CORAC (Comité d'orientation de la recherche pour l'aéronautique civile). Par ailleurs, début 2021, un soutien financier a été annoncé pour aider quatre régions (Occitanie, Bourgogne-Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes, Grand-Est) à acquérir 14 trains hydrogène représentant un investissement total de 300 M€.

Électrolyseur Elogen dans l'atelier des Ulis (Île-de-France).

© Elogen

Les différentes technologies d'électrolyseurs

— Une cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes (anode et cathode, conducteurs électriques) reliées à un générateur de courant continu, et séparées par un électrolyte (milieu conducteur ionique). Cet électrolyte peut être soit une solution aqueuse acide ou basique, soit une membrane polymère échangeuse de protons, soit une membrane céramique conductrice d'ions. Il existe de nombreux fournisseurs proposant des technologies très diversifiées, notamment en termes de nature de l'électrolyte et de technologie associée. Les technologies en concurrence sont de deux natures et portent d'une part sur le type de structure (mono polaire ou bipolaire) et d'autre part sur le type d'électrolyte : alcalin, PEM (ou acide) ou SOEC (technologie SOFC).
L'électrolyse alcaline est le procédé le plus employé dans l'industrie et il est donc mature. L'électrolyse acide se distingue de la précédente par un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons. L'électrolyse à membrane polymère de petite capacité est d'ores et déjà une technologie mature, utilisée depuis plusieurs dizaines d'années pour des applications sous-marines (usines à oxygène à bord des sous-marins nucléaires, américains et britanniques) et spatiales (pour la génération d'oxygène dans les compartiments vie). Ce type d'électrolyseur est particulièrement adapté au couplage à une source d'énergie renouvelable car il supporte, mieux que l'électrolyse alcaline, les variations de puissance électrique disponible.
La technologie SOEC, électrolyse à haute température, est essentiellement destinée à être couplée à un système solaire à concentration ou à un réacteur nucléaire à haute température.

Une filière industrielle à renforcer

Il y a un point sur lequel s'accordent la France et l'Allemagne : construire une industrie européenne de l'hydrogène. Sous leur impulsion, l'Europe coordonne et finance de gros projets industriels dans le cadre du PIIEC ou Projet Important d'Intérêt Européen Commun. Le dispositif, à l'instar de celui sur les batteries, autorise les États membres à financer les projets au-delà des limites habituellement fixées par la réglementation européenne. Ces projets français représentent un montant total d'aide avoisinant les 8 milliards d'euros et concernent la production d'électrolyseurs, la décarbonation de l'industrie lourde, la production des équipements pour la mobilité. France Hydrogène a ainsi dénombré quatre projets d'usines en France de fabrication d'électrolyseurs et a identifié des installations d'électrolyse projetées d'une puissance totale de 3,2 GW, soit d'ores et déjà près de 50 % de l'objectif fixé par la stratégie nationale de disposer d'une capacité d'électrolyse sur notre territoire de 6,5 GW en 2030. « Trois projets d'usines de fabrication d'électrolyseurs alcalins verront le jour en 2022, 2024 et 2027. Un projet d'usine de fabrication d'électrolyseurs haute température à oxyde solide est annoncé pour 2027, confirme Philippe Boucly. On aura donc la capacité de produire les électrolyseurs en France pour atteindre l'objectif de 6 400 MW à 2030 », prévient le président de France Hydrogène.

Le Made in France comme leitmotiv

Cette dynamique industrielle naissante donne des ailes. Et Elogen, le fabricant d'électrolyseurs PEM (Proton Exchange Membrane, ou membrane échangeuse de protons), compte bien y participer avec son site de production installé aux Ulis, en Île-de-France. « Nous développons des technologies de pointe pour fabriquer des électrolyseurs de grande capacité destinés à la mobilité, l'industrie lourde et l'énergie. Nous sommes dans une démarche d'industrialisation de notre production pour augmenter notre cadence et être en mesure de répondre à la demande. La montée en puissance de nos installations est prévue dès cette année », assure Jean-Baptiste Choimet, son directeur général depuis l'arrivée d'Elogen, ex-Areva H2Gen, dans le giron de l'entreprise GTT en octobre 2020. « Il était beaucoup question d'hydrogène ces dernières années, mais tout le monde attendait le décollage annoncé. L'année 2020 a été marquée par une prise de conscience que l'hydrogène est une brique fondamentale de la transition énergétique », note M. Choimet.
Chez McPhy, un fabricant d'électolyseurs alcalins, on s'enthousiasme également : « Les feuilles de route mises en place par les États européens sont ambitieuses. On va bénéficier d'un soutien public massif qui va nous permettre de concrétiser nos ambitions », commente Laurent Carme, directeur général de McPhy. Le fabricant d'électrolyseurs et de stations de ravitaillement en hydrogène pour la mobilité prévoit de renforcer son site français de fabrication de stations installé dans la Drôme et d'ouvrir une usine d'électrolyseurs en France en 2024, pour une capacité de production de 1GW. « La décision d'investissement et la localisation seront décidées à l'été 2021 », promet Laurent Carme.
Autre technologie, autre acteur. La société Genvia, récemment créée par Schlumberger New Energy, le CEA et leurs partenaires Vinci Construction, Vicat et l'Agence régionale énergie climat (Arec) Occitanie, prévoient d'industrialiser une technologie mise au point par le CEA. Ses électrolyseurs haute température à oxyde solide, seraient fabriqués près de Béziers (Hérault).

Florence Roussel

© McPhy

Station de recharge de véhicules à hydrogène.

3 QUESTIONS À...

GRDF prépare l'intégration d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz

Avec pour objectif un mix énergétique 100% gaz renouvelables d'ici à 2050, le distributeur GRDF prépare l'intégration d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz. Recherche, projets pilotes et collaborations internationales permettent d'accélérer la transition.

Avec **Catherine Leboul-Proust**, directrice de la stratégie GRDF

Q Quelle est la vision de GRDF sur la place de l'hydrogène à moyen et long terme dans le mix énergétique français ?

C.LB. : L'hydrogène fait partie du bouquet de gaz renouvelables sur lequel GRDF investit en vue d'un mix 100% gaz renouvelables à horizon 2050, avec une vision cohérente avec celle de la France et de l'Europe quant à son allocation : fléchage de l'hydrogène renouvelable en priorité pour les usages industriels – en particulier pour remplacer l'hydrogène « gris », très émetteur de CO_2 – et vers la mobilité lourde.

A long terme, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies au niveau des territoires. Le power-to-gas - l'injection d'hydrogène dans les réseaux – répond aux problématiques de flexibilité du système énergétique et facilite l'intégration des énergies renouvelables électriques.

Q Concrètement, quels sont les projets que vous menez pour favoriser l'essor de l'hydrogène ?

C.LB. : GRDF est impliqué dans de nombreux travaux et projets de recherche. GRDF mène notamment un programme avec d'autres opérateurs français sur les questions de sécurité et de compatibilité à différents taux d'hydrogène. Trois solutions sont explorées : mélange H2/gaz naturel, méthanation et réseaux 100% H_2. Le projet GRHYD, pionnier en France, a confirmé la faisabilité technique de l'injection d'hydrogène en mélange dans un réseau neuf (20% en volume). GRDF a lancé un appel à projets pour travailler en conditions réelles sur la voie du méthane de synthèse pour des projets adossés à la méthanisation. GRDF pilote aussi une concertation avec des représentants des usages, raccordés aux réseaux, pour identifier des solutions optimales d'intégration des nouvelles filières de gaz renouvelables.

Q Quels sont les acteurs avec qui vous travaillez sur le sujet de l'hydrogène ?

C.LB. : GRDF travaille aux côtés des autres opérateurs de réseaux français pour co-construire des solutions concertées d'intégration et d'acheminement d'hydrogène via les infrastructures. Une coordination des feuilles de route R&D est mise en place pour accélérer le déploiement des solutions.

La R&D et les travaux de GRDF dépassent les frontières françaises, et plusieurs partenariats sont en cours ou à l'étude avec d'autres acteurs européens et internationaux (Californie, Canada, Japon...). GRDF se mobilise également aux côtés des collectivités locales, pour faciliter l'émergence des premiers projets et favoriser le développement de modèles vertueux, aussi bien sur le plan environnemental qu'en termes de retombées locales.

MARCHÉS

© Song_about_summer - stock.adobe.com

ANALYSE

HYDROGÈNE VERT : LE CADRE RÉGLEMENTAIRE EST POSÉ

— Pour accompagner la stratégie de déploiement de l'hydrogène, la mise en place d'un cadre réglementaire clair était nécessaire. Une ordonnance a clarifié les définitions, les conditions de soutien, les mécanismes de traçabilité et les conditions d'accès au réseau.

La dernière programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe le cap : développer un à dix démonstrateurs de puissance pour le power to gaz d'ici fin 2023 et entre dix et 100 fin 2028. Le taux d'hydrogène bas carbone devra atteindre 10 % de la consommation d'hydrogène dans l'industrie en 2023 et 20 à 40 % en 2028. Côté mobilité, une centaine de stations d'avitaillement devront être déployées fin 2023, entre 400 et 1 000 d'ici fin 2028.

Pour accélérer le déploiement de l'hydrogène bas carbone, les règles du jeu devaient être fixées rapidement. La loi énergie climat de 2019 a fixé les premiers jalons, complétés par l'ordonnance du 17 février 2021. Plusieurs textes d'application sont encore attendus pour finaliser le cadre réglementaire. Mais les acteurs y voient déjà plus clair.

« Avec la publication de l'ordonnance, l'hydrogène fait sa grande entrée dans le code de l'énergie. Aux côtés de l'électricité, du gaz, de l'énergie hydraulique ou des biocarburants, un nouveau livre VIII est créé spécifiquement pour toutes les dispositions concernant l'hydrogène », se félicite France Hydrogène.

Un droit d'accès aux réseaux et au stockage

La loi énergie climat a étendu à tous types de gaz renouvelables le droit d'accès aux réseaux de gaz naturel, sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures. Cela concerne donc l'hydrogène en mélange et le méthane de synthèse produit par méthanation d'hydrogène et de CO_2. L'ordonnance désigne les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport comme responsables de l'équilibre, de la sécurité et de la continuité du service d'acheminement et de livraison. Un dispositif spécifique de garanties d'origine du gaz renouvelable injecté dans le réseau est également prévu, auquel sera éligible l'hydrogène renouvelable.

Par ailleurs, l'ordonnance prévoit une modification du

MARCHÉS

code minier, afin d'étendre à l'hydrogène le régime légal applicable au stockage souterrain.

Renouvelable, bas carbone ou décarboné

La réglementation devait également préciser ce qu'est l'hydrogène renouvelable. L'ordonnance définit en fait trois types d'hydrogène : renouvelable, bas carbone et carboné.

Est considéré comme renouvelable « l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables (…), soit par toute autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe ». Dans tous les cas, le procédé de production ne devra pas émettre davantage de dioxyde de carbone que le seuil qui sera fixé ultérieurement par arrêté. L'hydrogène renouvelable peut donc être produit par électrolyse de l'eau à partir d'éolien, de photovoltaïque ou d'hydraulique, par pyrogazéification ou thermolyse de la biomasse ou enfin par vaporeformage de biogaz (selon l'empreinte carbone de ces derniers procédés).

L'hydrogène bas carbone est quant à lui produit selon un procédé qui « engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères ». L'hydrogène issu d'un procédé industriel sous la forme d'un coproduit et autoconsommé sur site, n'est pas considéré comme bas carbone, précise l'ordonnance.

Devrait entrer dans cette catégorie bas carbone, l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir du mix électrique français mais aussi par d'autres procédés associant du captage et du stockage de carbone (CSC).

Enfin, l'hydrogène est dit « carboné » lorsqu'il ne répond ni à la définition de l'hydrogène renouvelable, ni à celle de l'hydrogène bas carbone. Cette catégorie couvre les techniques actuelles de production à partir d'énergies fossiles, l'électrolyse à partir d'un mix électrique carboné ou encore certaines productions à partir de renouvelables qui ne respecteraient pas le seuil d'émissions fixé.

« L'intérêt de l'ordonnance est d'apporter une terminologie claire et lisible de l'hydrogène. Entre hydrogène vert, bleu, turquoise, jaune ou gris, l'approche souvent ambiguë par les couleurs est abandonnée au profit de définitions privilégiant les attributs environnementaux de l'hydrogène », souligne France Hydrogène.

> « L'intérêt de l'ordonnance est d'apporter une terminologie claire et lisible de l'hydrogène. »
>
> France Hydrogène

> « Avec la publication de l'ordonnance, l'hydrogène fait sa grande entrée dans le code de l'énergie. »
>
> France Hydrogène

Un mécanisme de soutien pour l'électrolyse de l'eau

L'ordonnance prévoit enfin la mise en place d'un mécanisme de soutien pour la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone par électrolyse de l'eau, pour pouvoir atteindre la trajectoire fixée dans la PPE. Les projets seront sélectionnés après une phase de dialogue compétitif, qui permettra d'ajuster le niveau de soutien et le format. Cela pourra en effet être une aide au fonctionnement ou une combinaison d'aide financière à l'investissement et d'aide au fonctionnement. La durée de contrat ne pourra dépasser vingt ans. Des périodes d'expérimentation d'aide au fonctionnement pour les petits et moyens projets ainsi que pour les filières non matures pourront également être mises en place.

« L'enjeu essentiel est de réduire l'écart de compétitivité entre l'hydrogène fossile, au coût d'environ 1,50 €/ kg dans l'Union européenne, et l'hydrogène renouvelable ou bas carbone. Le principe d'une aide au fonctionnement sera déterminant : le coût de l'hydrogène produit par électrolyse repose principalement sur le coût de l'électricité et la durée de fonctionnement des électrolyseurs », analyse France Hydrogène.

Mais certains acteurs s'inquiètent déjà de l'arrêt des aides publiques en cas de dépassement de la trajectoire. La dynamique est forte : les projets actuels atteindraient déjà la moitié des objectifs fixés… ❶

Sophie Fabrégat

FOCUS

TRACER
L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE OU BAS CARBONE

Une ordonnance met en place un système de traçabilité de l'hydrogène, afin de garantir son caractère renouvelable ou bas carbone. Les projets soutenus devront quant à eux attester de la production locale d'électricité renouvelable.

L'**ordonnance du 17 février 2021 fixe le cadre réglementaire pour le déploiement de l'hydrogène décarboné.** Elle définit notamment ce qu'est l'hydrogène renouvelable, bas carbone et carboné, et met en place un système de traçabilité. L'objectif est d'attester du caractère renouvelable ou bas carbone de l'hydrogène.

Deux garanties pour deux utilisations différentes

Deux systèmes sont mis en place : une garantie de traçabilité et une garantie d'origine. Une garantie de traçabilité suffit « si l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone produit n'est pas mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz entre l'étape de sa production et celle de sa consommation et que la garantie émise est cédée en même temps que l'hydrogène produit ».

Si, en revanche, l'hydrogène est susceptible d'être mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz, ou si la garantie émise lors de sa production est susceptible d'être cédée indépendamment de l'hydrogène produit, une garantie d'origine est alors émise. Pour résumer : « la garantie de traçabilité prouve que la quantité d'hydrogène qui a été physiquement livrée [à l'acheteur] présente ce caractère et la garantie d'origine qu'une quantité d'hydrogène ayant ce caractère a été produite ».

Les garanties couvrant la production des installations bénéficiant d'un mécanisme de soutien devront être cédées à l'État, qui procèdera à leur mise aux enchères. Celui-ci pourra également choisir de transférer, à titre gratuit, à la commune sur laquelle est implantée une installation de production, tout ou partie des garanties de cette installation.

Les garanties d'origine et de traçabilité seront gérées par un organisme indépendant. « Ce système doit pouvoir accueillir les garanties délivrées par nos voisins européens conformément à ce que prévoit la réglementation européenne », ajoute l'ordonnance.

Garantir la provenance de l'électricité renouvelable

Par ailleurs, les projets soutenus dans le cadre des appels d'offres devront s'appuyer exclusivement sur une production d'hydrogène décarboné, produit soit à partir du mix électrique français, soit à partir d'énergies renouvelables. Un taux d'aide plus élevé sera attribué aux projets ayant recours aux énergies renouvelables. Pour cela, l'électrolyseur devra, soit être physiquement connecté à une installation de production renouvelable (hydroélectrique, éolienne ou photovoltaïque), soit s'approvisionner à un producteur d'électricité renouvelable via un contrat de long terme de dix ans minimum (PPA). Dans ce dernier cas, le producteur devra également acheter les garanties d'origine issues de la même technologie et de la même région de production de l'électricité renouvelable. L'objectif est de réellement soutenir le développement des installations de production renouvelable en France, ce que ne garantissent pas les seules garanties d'origine, explique l'Ademe.

Sophie Fabrégat

> « L'objectif est de réellement soutenir le développement des installations de production renouvelable en France, ce que ne garantissent pas les seules garanties d'origine. »
>
> Ademe

©Alexey Rezvykh - stock.adobe.com

MARCHÉS

Bien que l'ordonnance sur l'hydrogène créé un nouveau Livre VIII dans le code de l'énergie, ce n'est pas le premier texte juridique français encadrant l'hydrogène et ses applications. Toutes les étapes de la filière hydrogène disposent en effet déjà d'un édifice juridique certes récent, mais existant. Par **Emma Petrinko,** avocate au cabinet Fidal.

AVIS D'EXPERT

L'ORDONNANCE SUR L'HYDROGÈNE : L'EFFICACITÉ DU MÉCANISME DE SOUTIEN EN SUSPENS

© Fidal

L'intérêt de l'ordonnance n'est donc pas de créer ce cadre juridique, mais bien de le compléter, en définissant un cadre de soutien et de traçabilité de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone. Si l'adoption de ce texte constitue une avancée incontestable pour le développement de ce secteur, plusieurs éclaircissements devront être apportés afin d'en garantir la pleine efficacité.

La définition de l'hydrogène décarboné, clé de voûte du mécanisme de soutien public, à préciser

La première interrogation que soulève l'ordonnance est celle de la définition même de l'hydrogène. Alors que le projet d'ordonnance le qualifiait comme « tout gaz exclusivement composé de molécules de dihydrogène », l'ordonnance adoptée le caractérise comme « le gaz composé, dans une proportion déterminée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de molécules de dihydrogène »[1]. Cette définition, qui peut surprendre un chimiste, s'explique par des raisons industrielles : le niveau de pureté de l'hydrogène produit peut ainsi varier selon l'usage final du gaz.
La seconde interrogation concerne ensuite la qualification « d'hydrogène renouvelable » et « bas-carbone »[2]. Selon l'ordonnance, la classification de l'hydrogène repose en effet sur deux facteurs : le procédé de production et la quantité d'équivalents de CO_2 émise par kilogramme d'hydrogène produit.

Le champ d'application du mécanisme de soutien à l'hydrogène décarboné repose donc entièrement sur la définition de ces données. Or, ces éléments doivent être précisés par un arrêté ultérieur du ministre de l'énergie : les discussions avec les acteurs de la filière seront donc cruciales. La question de la « neutralité technologique » des procédés de production, qui avait fait l'objet de nombreuses contributions lors de la consultation du public, sera certainement à nouveau débattue. Des négociations devront également porter sur les modalités techniques de calcul des émissions de gaz à effet de serre de ces différents procédés.

Des modalités de soutien à spécifier

Le mécanisme de soutien pour la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone par électrolyse de l'eau prévu par l'ordonnance repose, d'une part, sur la possibilité pour l'autorité administrative de recourir à une procédure d'appel d'offres[3] et, d'autre part, sur la possibilité pour les lauréats de bénéficier d'une aide financière[4] (l'enjeu essentiel étant de réduire l'écart de compétitivité avec l'hydrogène fossile).
S'agissant de l'appel d'offres, les 12 critères de sélection qui étaient listés par le projet d'ordonnance (niveau de l'aide demandée par le candidat, prix de l'hydrogène produit, émissions de GES du procédé de production…) n'apparaissent plus dans la version adoptée. Il est cependant probable que cette liste soit reprécisée dans le décret d'application[5] : celui-ci

Les grandes lignes du cadre juridique environnemental de la filière hydrogène

— La production d'hydrogène « en quantité industrielle » est soumise à autorisation environnementale, au titre de la rubrique 3420 de la réglementation sur les installations classées (ICPE), en application de la directive IED. Cette notion de « quantité industrielle » n'est toutefois pas clairement définie par le droit européen et français[12]. Les projets de mobilités intégrant de la production d'hydrogène sont donc traités au cas par cas.

Le stockage d'hydrogène relève de la rubrique 4715 du régime des installations classées, en application de la directive Seveso 3. Le régime est celui de la déclaration ou de l'autorisation, selon la quantité présente dans l'installation. À noter que le stockage souterrain d'hydrogène relève désormais, en application de l'ordonnance, du code minier.

Le transport d'hydrogène sur route, qui est le principal mode de transport d'hydrogène marchand pour des usages industriels et des usages liés à la mobilité (ex : approvisionnement des stations), est notamment encadré par l'Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route (ADR).

devra donc, là aussi, faire l'objet d'une attention particulière des acteurs de la filière.
S'agissant ensuite de l'aide au fonctionnement, les 7 conditions générales de l'aide initialement prévues par le projet sont également supprimées de la version adoptée. Elles seront définies par voie réglementaire, après avis de la CRE[6]. Le mode de soutien devrait également être précisé par ce texte. À cet égard, la CRE et France Hydrogène s'accordent sur l'idée de privilégier un complément de rémunération, octroyé au producteur d'hydrogène décarboné en fonction de la quantité d'énergie effectivement produite – reste à savoir si le gouvernement retiendra cette piste.

Une coordination avec la réglementation européenne à anticiper

Enfin, le dernier élément clé à garder à l'esprit, pour assurer une pleine efficacité du mécanisme de soutien prévu par l'ordonnance, est celui de sa coordination avec le cadre juridique européen. Si la France fait le choix de soutenir l'hydrogène décarboné dans son ensemble, et non de se limiter à l'hydrogène renouvelable[7], telle ne semble pas être l'orientation de l'Union Européenne. La Commission européenne déclarait ainsi, le 8 juillet 2020, que « la priorité pour l'UE est le développement de l'hydrogène renouvelable, produit principalement à partir d'énergie éolienne et solaire »[8]. De même, le Conseil européen indiquait le 11 décembre 2020 que « les États membres reconnaissent qu'il convient de mettre l'accent sur l'hydrogène produit à partir de sources renouvelables »[9]. La prochaine révision du système d'échange de quotas d'émission de l'UE, des règles de l'UE relatives aux aides d'État et du règlement relatif aux réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E) sera engagée dans cette perspective de développement de l'hydrogène renouvelable[10]. La question sera donc de savoir si cette divergence d'approche ne posera pas des difficultés quant à l'articulation des deux ordres juridiques… Une illustration nous en est donnée concernant la reconnaissance, en France, des garanties d'origine délivrées par les autres États membres : selon l'ordonnance, les garanties d'origine de l'hydrogène renouvelable délivrées conformément aux dispositions de la directive (UE) 2018/2001[11] « sont reconnues et traitées » par l'organisme de gestion français « dès lors qu'elles respectent un niveau d'exigence similaire ». En revanche, les garanties d'origine de l'hydrogène bas-carbone – non prévues par le droit communautaire, mais qui peuvent être prévues par un autre cadre juridique national – « peuvent être reconnues et traitées » par l'organisme de gestion dans des conditions qui seront fixées par voie réglementaire. D'autres adaptations du cadre juridique français sont donc à anticiper.

Emma PETRINKO,
avocate au cabinet Fidal

Si l'adoption de ce texte constitue une avancée incontestable pour le développement de ce secteur, plusieurs éclaircissements devront être apportés afin d'en garantir la pleine efficacité.

1/ Nouvel article L. 811-1 du code de l'énergie.

2/ L'on relèvera, à cet égard, que « l'hydrogène fossile », initialement défini par le projet d'ordonnance comme « produit à partir d'énergies fossiles sans relever de la catégorie de l'hydrogène bas-carbone » a été supprimé des dispositions finalement adoptées. Il peut donc relever de l'hydrogène carboné, voire bas-carbone (si sa production prévoit le captage de CO_2 et permet de respecter le seuil d'émissions de GES).

3/ Le choix de la mise en concurrence est donc maintenu malgré les doutes de la CRE, qui préconisait, au vu de la maturité de la filière hydrogène, de retenir des contrats de gré à gré.

4/ Aide au fonctionnement (Opex) ou aide au fonctionnement et à l'investissement (Capex) – nouvel article L. 814-4 du code de l'énergie.

5/ Nouvel article L. 812-3 du code de l'énergie.

6/ Nouvel article L. 812-6 du code de l'énergie.

7/ Notamment en raison de la part importante du nucléaire dans la production française d'électricité.

8/ COM(2020) 301 final, 8 juillet 2020.

9/ Communiqué de presse du 11 décembre 2020.

10/ Ibid.

11/ Directive du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

12/ Si, selon une note d'interprétation des services du ministère de la transition écologique et solidaire, « la fabrication d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait, selon, notamment le volume d'eau consommée et des enjeux de pression sur les ressources en eau du secteur concerné ou de l'efficacité énergétique du dispositif, ne pas relever de la rubrique 3420 », aucun seuil n'est précisé par l'administration.

MARCHÉS

La stratégie européenne fixe le cap et les moyens de l'atteindre. Elle permet de positionner le sous-continent et ses champions industriels dans la course mondiale à l'hydrogène. Entretien avec **Valérie Bouillon-Delporte,** présidente d'Hydrogen Europe.

INTERVIEW

L'EUROPE EST DANS LA COURSE PAR RAPPORT AUX AUTRES PAYS

Station de recharge d'hydrogène aux Pays-Bas.

— ACTU-ENVIRONNEMENT : Quel regard portez-vous sur la stratégie européenne de l'hydrogène?

VALÉRIE BOUILLON-DELPORTE : Je suis ravie que la Commission européenne ait finalisé cette stratégie, qui a été élaborée sur la base des inputs des industriels et de l'ensemble de la chaîne de valeur. Cette stratégie est ambitieuse, elle pose des jalons très clairs. Elle est orientée vers l'hydrogène renouvelable et bas carbone et prévoit une capacité de production de 40 GW d'hydrogène vert d'ici 2030 en Europe et une consommation deux fois supérieure par l'importation d'hydrogène (40 GW également).

Pour la réaliser, 430 milliards d'euros d'investissements sont estimés nécessaires. Cette somme agrège les intentions d'investissements des industriels pour faire de l'hydrogène une technologie « mainstream ». Cela met l'Europe dans la course par rapport aux autres pays. Et ils sont nombreux : plus de 30 pays ont déjà formalisé une stratégie hydrogène. J'ai aussi confiance dans cette feuille de route, car elle s'intègre dans un ensemble de législations et stratégies qui vont permettre de sécuriser ses ambitions, comme la stratégie « intégration du système énergétique » ou la stratégie pour une mobilité durable et intelligente, présentée fin 2020. La révision de la directive sur les infrastructures d'énergies alternatives va par ailleurs imposer aux États membres de planifier le développement des infrastructures dédiées à l'hydrogène en allant un cran plus loin. Ceux-ci devront fixer des objectifs à atteindre en 2025 et 2030. Dans la précédente directive, seules les infrastructures liées aux batteries et au biogaz étaient obligatoires. L'ambition de cette révision est de favoriser la neutralité technologique et rendre l'hydrogène également obligatoire dans le déploiement des infrastructures.

Enfin, l'Union européenne a lancé deux initiatives majeures, notamment le programme IPCEI (PIIEC en français pour Projet Important d'Intérêt européen commun), un mécanisme de déplafonnement des aides d'État nationales prévu pour booster la compétitivité industrielle d'une filière à l'échelle européenne. Aujourd'hui, 13 États membres, dont la France, se sont engagés dans ce processus afin d'accompagner le développement industriel de la filière en identifiant des « champions ». L'objectif est d'articuler leurs projets afin de structurer la filière. Au-delà des IPCEI La Commission a également créé un organe de gouvernance, l'alliance hydrogène (ECH2A), qui regroupe des industriels, des régions, des ONG, organisés en six piliers représentant les différents maillons de la chaîne de valeur de l'hydrogène.

Résultat : avec toutes ces initiatives, les choses avancent vite. Sur les 40 GW prévus en 2030, 25 GW de production ont été annoncés à travers 153 projets, pour une production d'environ 7,5 millions de tonnes d'hydrogène. Ce qui représente une bonne moitié des projets annoncés à l'échelle mondiale (260 environ) pour un investissement global de 80 milliards de dollars.

— AE : Ces travaux ont-ils permis d'identifier des failles dans la chaîne de valeur de l'hydrogène?

VBD : L'Europe a déjà de nombreux acteurs présents sur l'hydrogène. Mais sur certains segments, il y a des manques. Au sein du partenariat public-privé baptisé CHE (Clean hydrogen for Europe), la Commission européenne travaille avec les industriels pour établir des feuilles de route et mettre sur la table les subventions associées pour combler ces lacunes. Pour chacun des segments de la chaîne de valeur, les points à renforcer ont été identifiés.

Dans la mobilité par exemple, il n'y a pas d'industriel européen qui fabrique les membranes, composant clé de la pile à combustible. L'Europe doit aussi accélérer sur la liquéfaction de l'hydrogène,

430
MILLIARDS D'EUROS
d'investissements seront nécessaires pour réaliser la stratégie européenne

© PressVisuals.com

© D. R.

importante pour l'autonomie des avions ou de certains poids lourds qui parcourent des milliers de kilomètres. Mais certains acteurs européens sont en capacité de se positionner dessus.

— AE : Aujourd'hui, des débats persistent sur la place à accorder à l'hydrogène renouvelable ou bas carbone, notamment parmi les États membres…

VBD : L'hydrogène vert, c'est l'objectif à atteindre. Entre-temps, il y a un chemin à parcourir, qui peut notamment passer par l'hydrogène bleu (avec capture et stockage du CO_2) à condition d'un très fort taux de réduction de CO_2. Mais cela doit rester une solution de transition. Il y a encore deux ans, on ne faisait que de l'hydrogène gris. Le virage a été amorcé en 2018. Et 2020 a été une année formidable. Aujourd'hui, les industriels examinent des projets de décarbonation dans les cimenteries, les aciéries, la production d'engrais, etc., ce qui va transformer le marché de l'hydrogène. Tous les pays européens se mettent en ordre de marche, même s'ils ne sont pas tous au même degré de maturité et qu'ils n'ont pas les mêmes priorités.

En parallèle, la Commission travaille sur la taxonomie européenne, un outil de classification qui fournit à tous les acteurs financiers une compréhension commune de ce qui est doit être considéré comme une activité « verte » ou « durable ». C'est dans ce cadre que doit être défini l'hydrogène bas-carbone : parle-t-on d'électrolyse produite à partir d'électricité renouvelable ou à partir du mix électrique ? Mais de quel mix électrique parle-t-on ? Ces travaux devraient se traduire par la fixation d'un seuil carbone à ne pas dépasser pour rentrer dans la catégorie « hydrogène produit de façon durable ». Pour l'instant, la Commission envisage de fixer ce contenu carbone à 2,25 kg CO_2/kg d'H_2, ce qui est très bas. La France pencherait plutôt pour un seuil entre 3 et 3,2 kg CO_2/kg d'H_2. Cette approche par le contenu carbone est la méthode la plus juste. L'UE réfléchit également à des mécanismes de soutien qui iront davantage vers l'hydrogène vert.

— AE : L'un des objectifs clés est d'arriver à produire de l'hydrogène vert au même coût que l'hydrogène gris pour l'industrie ou que le diesel pour la mobilité. Est-ce réaliste ?

VBD : Le pari est de massifier les capacités de production pour abaisser les coûts. Pour la mobilité par exemple, il faudrait atteindre 7 € le kilo d'hydrogène produit d'ici 2030. À 9 €, il serait à parité avec le diesel. Le projet Hydeal Ambition, qui regroupe 30 industriels européens, vise un prix de 1,5 € en 2030 sur le site de production, en s'appuyant sur le photovoltaïque espagnol. Nous ne sommes plus au stade de la science-fiction !

— AE : Quid de la stratégie française dans ce contexte ?

VBD : La France a clairement affiché ses ambitions en mettant sur la table 7 Md€ de subventions pour accompagner sa stratégie hydrogène dévoilée le 8 septembre 2020. La stratégie française couvre les points cruciaux : la décarbonation de l'industrie, qui va créer les volumes nécessaires à la baisse des coûts, la massification de la fabrication d'électrolyseurs et la mobilité, sans oublier la recherche et la formation. Elle se positionne moins sur le transport de l'hydrogène sur de longues distances. Mais sans doute parce que ce sujet n'a pas été identifié par l'État comme prioritaire avant 2030, même s'il est crucial pour baisser les coûts d'acheminement de l'hydrogène entre son lieu de production et son lieu de consommation.

« Cette approche par le contenu carbone est la méthode la plus juste. L'UE réfléchit ensuite à des mécanismes de soutien qui iront davantage vers l'hydrogène vert. »

— AE : Y a-t-il des secteurs qui seront plus complexes à convertir à l'hydrogène ?

VBD : Pour l'aéronautique, ce devrait être plus tardif, aux alentours de 2035. Mais en attendant les avions à hydrogène, les travaux démarrent dans les aéroports pour utiliser l'hydrogène dans les bâtiments, sur les engins de manœuvre ou encore pour remplacer les générateurs diesel ou à kérosène qui alimentent les avions au sol (APU). L'hydrogène est également envisagé pour alimenter en électricité la technologie des roues motorisées qui permettraient de déplacer les avions au sol en mode zéro émission (« green taxing »). Idem pour le secteur maritime. Les ports travaillent à décarboner les usages au sein de leurs plateformes mais aussi le transport, les engins de transit… Le plus avancé dans le domaine est le port de Rotterdam, avec tout un écosystème hydrogène qui se construit. De nombreux projets de hubs portuaires et aéroportuaires sont en cours de construction en France.

Propos recueillis par ***Sophie Fabrégat et Florence Roussel***

MARCHÉS

Les gestionnaires d'infrastructures de gaz se lancent dans de nombreux projets pour donner toutes les chances à l'hydrogène de décarboner l'économie à des coûts abordable. Exemple avec **Anthony Mazzenga,** directeur gaz renouvelables chez GRTgaz.

AVIS D'EXPERT

HYDROGÈNE : UNE SOLUTION MAJEURE DE DÉCARBONATION POUR NOTRE ÉCONOMIE

© Antoine Meyssonnier

GRTgaz est certain que **l'avenir de l'hydrogène dépend dans une large mesure de la disponibilité d'une infrastructure capable de transporter et de stocker de grandes quantités d'hydrogène,** reliant les zones de production à la consommation, tant à l'échelle locale et nationale qu'au niveau européen. GRTgaz est également convaincu que l'évolution du réseau gazier existant permettra de développer un réseau hydrogène de manière rentable. L'entreprise travaille ainsi à développer un réseau dédié de transport d'hydrogène en France, principalement en s'appuyant sur la conversion de canalisations existantes, tout en continuant à permettre le transport du gaz naturel qui sera progressivement remplacé par le biométhane en parallèle.

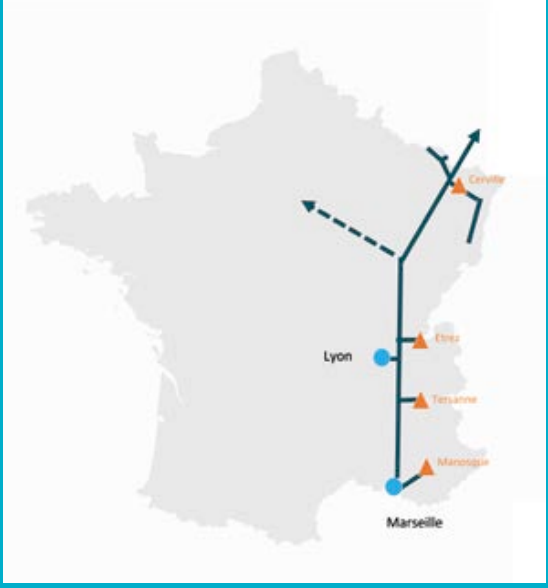
Projet Hy-Fen entre Fos-Marseille et la région Grand-Est

GRTgaz prépare déjà ses actifs et leur fonctionnement à l'hydrogène à travers plusieurs initiatives, comme le démonstrateur de Power to gas Jupiter 1000 situé à Fos-sur-Mer, qui a injecté les premières molécules d'hydrogène en février 2020 dans le réseau de gaz, ou encore les travaux de R&D menés par son centre de recherche RICE à travers le lancement de la plateforme R&D européenne FenHYx dédiée à l'adaptation des infrastructures gazières à l'hydrogène.
Acteur à dimension européenne, GRTgaz a apporté son expertise, aux côtés d'autres pairs transporteurs de gaz, à l'initiative « European Hydrogen Backbone » pour développer une vision européenne de l'approvisionnement en hydrogène en reliant l'offre et la demande en hydrogène en Europe du Nord, au sud, et d'ouest en est. Le projet Hy-Fen de GRTgaz de 800 km de canalisations pour le transport d'hydrogène entre Fos-Marseille et la Région Grand-Est est une première étape de concrétisation en France de cette dorsale européenne. Hy-Fen permettra de relier des sites de production et de consommation en hydrogène éloignés, en garantissant la sécurité d'approvisionnement et en permettant aux consommateurs de pouvoir choisir de se fournir en hydrogène de manière compétitive auprès du fournisseur de leur choix.

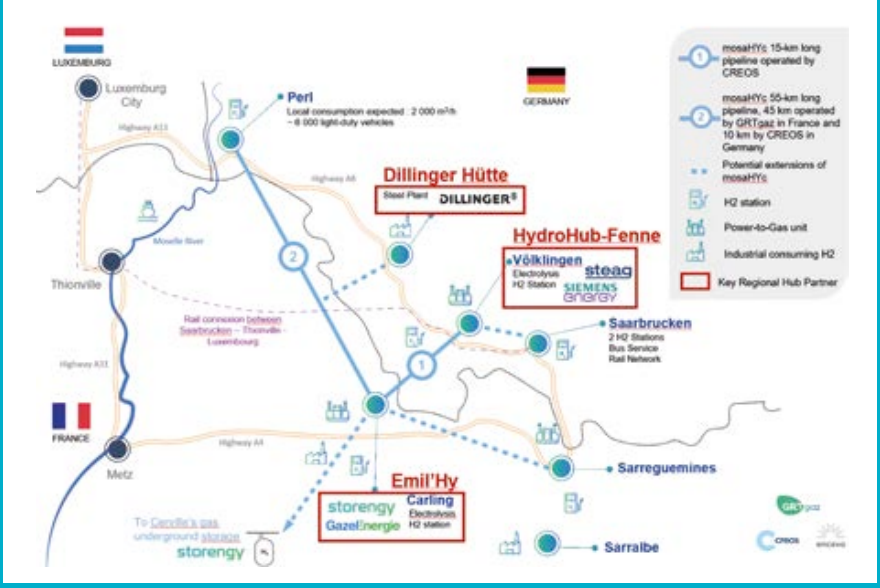
Projet mosaHYC : développement de la première capacité transfrontalière de transport d'hydrogène par conversion de canalisations gaz

Pour arriver à son objectif de convertir en hydrogène les canalisations gaz qui ne seraient plus utilisées à terme, GRTgaz a lancé le projet transfrontalier mosaHYc (Moselle Sarre HYdrogène Conversion) en partenariat avec Encevo et Creos Deutschland. MosaHYc a été identifié par la région Grand Est comme l'un des 40 projets structurants de son plan de relance Business Act. La décision finale d'investissement sera prise d'ici 2022 pour une mise en service en 2025.
Le projet MosaHYc a pour ambition de convertir deux canalisations existantes au transport d'hydrogène

LE PROJET HY FEN : s'organiser pour développer des infrastructures de transport d'hydrogène



PROJET MOSAHYC EN GRAND-EST



pur. Le réseau, d'une longueur de 70 km, reliera Völklingen, Perl (Sarre), Bouzonville et Carling (Moselle). Il devrait sécuriser l'approvisionnement en hydrogène d'industries comme l'usine sidérurgique de Dillinger Hütte, en Allemagne, les usages de mobilité (trains, bus, voitures et camions), et favoriser l'émergence d'un hub hydrogène local, en reliant les sites de production aux zones de consommation actuelles et futures, de manière compétitive. En effet, des projets de production d'hydrogène sont actuellement développés dans la région, comme l'électrolyseur de STEAG à Völklingen-Fenne, ou le projet Emil'HY de Power to gas à Saint-Avold, en France. MosaHYc leur offrira la possibilité de se connecter à de nouvelles zones de consommation potentielles à proximité, comme la plateforme industrielle Carling, actuellement en reconversion, ou des stations de ravitaillement en hydrogène au Luxembourg.

Les deux canalisations gazières existantes ne sont plus nécessaires pour approvisionner les consommateurs de gaz naturel, et une réaffectation au transport d'hydrogène est donc envisageable, sous réserve de la confirmation de sa possibilité technique. En effet, une telle conversion de pipeline n'a jamais été réalisée en France, et mosaHYc sera le premier démonstrateur du type. Il contribuera ainsi à fixer le cadre juridique et technique, permettant la conversion d'autres réseaux existants au transport d'hydrogène. Plus précisément, le projet permettra de développer une première base technique de conversion des infrastructures de transport du gaz naturel à l'hydrogène.

La création d'un marché européen de l'hydrogène : un enjeu central pour la filière

Pour développer pleinement son potentiel, l'hydrogène renouvelable et bas carbone doit s'appuyer sur la création de marchés organisés, d'abord à une échelle territoriale, pour tendre progressivement vers un marché européen interconnecté, comme l'est aujourd'hui le marché du gaz naturel en Europe.

La création d'un marché de l'hydrogène en Europe nécessitera une approche complète et planifiée de la chaîne de valeur, en particulier en intégrant le développement d'infrastructures pour développer les capacités d'acheminement, permettre l'accès aux stockages souterrains de masse, optimiser l'offre et la demande et renforcer la sécurité d'approvisionnement en hydrogène renouvelable et bas carbone pour les consommateurs finaux. Cette analyse globale permettra de soutenir l'essor de la production et de la consommation d'hydrogène dans le cadre technico-économique le plus pertinent possible.

Les opérateurs de réseaux gaz ont un rôle clé à jouer dans la création de ce marché européen de l'hydrogène, par leur compétence historique en matière de développement de marchés intégrés et par leurs actifs, qui pourront être convertis pour soutenir et développer l'infrastructure dédiée à l'hydrogène nécessaire à ce marché.

Anthony MAZZENGA,
Directeur Gaz Renouvelables GRTgaz

Pour développer pleinement son potentiel, l'hydrogène renouvelable et bas carbone doit s'appuyer sur la création de marchés organisés.

MARCHÉS

La sécurité est un enjeu essentiel du déploiement de la filière hydrogène. Chacun sait qu'un accident majeur serait extrêmement préjudiciable au développement de cette technologie encore émergente. Retour sur les risques avec **Franz Lahaie,** chargé de mission hydrogène à l'Ineris.

AVIS D'EXPERT

LES RISQUES LIÉS AU DÉPLOIEMENT DES TECHNOLOGIES HYDROGÈNE

© Ineris

La question de la sécurité se pose de manière accrue avec l'hydrogène, qui est une molécule à la fois petite, légère et mobile. Si sa légèreté est un facteur favorable à la sécurité, puisqu'elle permet, à l'air libre, une rapide dispersion dans l'atmosphère, sa dimension lui confère une propension à diffuser à travers des matériaux, même à l'état neuf, et donc à fuir facilement. Il s'agit aussi d'une substance qui présente des problèmes de compatibilité avec certains métaux, qui peuvent conduire à une fissuration ou un cloquage de certains aciers. C'est également une substance qui présente une plage d'inflammabilité très étendue (entre 4 et 75 % dans les conditions normales de pression et de température) et une énergie minimale d'inflammation si faible (17 J dans l'air) que l'électricité statique d'un vêtement peut suffire à enflammer un nuage d'hydrogène. Enfin, sa faible densité volumique sous forme gazeuse nécessite de la soumettre à de fortes pressions (jusqu'à 1 000 bar) pour être transportée ou stockée dans des conditions économiques acceptables.

Du fait de ces caractéristiques, la production, le stockage, le transport, la distribution ou l'usage de l'hydrogène occasionnent des risques de fuite pouvant conduire à des feux torche ou à des explosions. Ces risques nécessitent d'être évalués et maîtrisés par des moyens appropriés de prévention (choix adapté des matériaux, plan de maintenance…) et/ou de protection (isolement sur détection, ventilation sur détection…).

De nouveaux risques liés à de nouveaux usages et acteurs

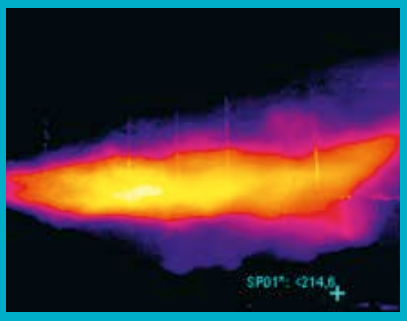
La sécurité de l'hydrogène n'est pas un sujet nouveau. L'hydrogène est utilisé dans de nombreux procédés industriels depuis les années 1960 et l'Ineris, référent national dans le domaine de la sécurité industrielle, exerce des recherches et expertises dans ce domaine depuis plus de 20 ans. En revanche, le changement d'échelle de la production, des stockages, du transport et des usages de l'hydrogène dans les années à venir, la conversion à l'hydrogène de certains systèmes industriels non conçus pour cela (par ex. des canalisations de transport de gaz naturel) et l'arrivée dans ce secteur de nouveaux acteurs industriels et utilisateurs non nécessairement familiarisés avec le risque hydrogène entraîne des risques nouveaux, ce qui nécessite d'accompagner cette filière sur la maîtrise des risques dès la phase de conception des projets et à travers des actions de standardisation, de certification et de formation à tous les niveaux de la chaîne de valeur de l'hydrogène.

La production de l'hydrogène par électrolyse, à l'échelle d'une petite unité de quelques MW, peut être considérée comme relativement maîtrisée du point de vue de la sécurité. Néanmoins, on assiste à une augmentation des puissances et du nombre d'électrolyseurs, qui seront bientôt regroupés en « gigafactories », où ils coexisteront avec de nombreuses autres installations potentiellement exposées à d'éventuels effets

© Ineris

Essai de feu de torche d'hydrogène avec caractérisation de la température de flamme dans le cadre du projet Drive

Plan laser d'un jet d'hydrogène



dominos. Ces « usines à hydrogène » devront faire l'objet d'études de sécurité rigoureuses. Or, le manque de retour d'expérience dans le domaine de l'hydrogène n'est pas sans poser des difficultés en termes de quantification des probabilités de certains scénarios accidentels ou du niveau de confiance de certaines barrières.

On voit naître également la perspective de produire demain de l'hydrogène naturel, par des techniques de forage. Là aussi, les spécificités de l'hydrogène devront être intégrées afin d'adapter les pratiques de forage et d'opérations sur puits.

Encore des recherches à mener sur le stockage

Le transport de l'hydrogène par canalisation ne relève pas de difficulté particulière quand il s'agit de projets neufs. Des canalisations adaptées au transport d'hydrogène sont en effet opérationnelles dans le monde depuis de nombreuses années. En revanche, la réutilisation des réseaux de gaz existants pour transporter de l'hydrogène (seul ou en mélange dans le gaz naturel) reste un défi majeur en termes d'intégrité des équipements constitutifs de ces réseaux ou mis en œuvre chez les usagers – particuliers ou industriels – du gaz naturel.

Les systèmes mettant en œuvre de l'hydrogène (réservoirs, compresseurs, électrolyseurs, piles à combustibles, etc.) présentent des risques d'incendie, d'explosion et de projections, soit des systèmes eux-mêmes, soit des conteneurs ou bâtiments qui les renferment. Les effets thermiques, de surpression ou les projections qui peuvent en résulter sont mieux prédits aujourd'hui, à travers les progrès de la modélisation numérique ou l'utilisation de plateformes expérimentales, comme celles situées sur le site de l'Ineris, qui permettent de reproduire des scénarios accidentels à l'échelle réelle. Ces simulations et expérimentations permettent de caractériser les fuites, d'étudier leur dispersion avec différentes conditions de ventilation, et de mettre en œuvre et tester des systèmes de détection et de mitigation appropriés. Il reste toutefois des recherches à mener, notamment sur le stockage sous forme liquide (cryogénique) ou solide (hydrures), moins avancé en matière de caractérisation des risques. Enfin, le stockage massif de l'hydrogène dans le sous-sol doit faire la démonstration de sa faisabilité, notamment dans un contexte impliquant des cyclages rapides.

Usages pour la mobilité : l'heure de la maturité

En ce qui concerne l'usage de l'hydrogène pour la mobilité, les véhicules à hydrogène ont désormais atteint un stade de maturité industrielle. La sécurité y a été intégrée en amont, à travers de nombreux projets de recherche (projet ANR DRIVE par exemple). Le déploiement des stations-service arrive également au stade de maturité mais doit encore faire face à certaines questions de sécurité, notamment la prévention des effets électrostatiques et des effets dominos potentiels dans les stations distribuant d'autres carburants. Des moyens de transport lourds (avions, trains, bateaux) se convertissent également à l'hydrogène. Au-delà de la prise en compte de la sécurité sur les objets eux-mêmes, les infrastructures qui les accueillent (gares, ports, aéroports, tunnels, parkings) doivent être adaptées à l'hydrogène. Dans ce domaine plus que jamais, une approche intégrée des risques doit être adoptée, couvrant les installations à l'hydrogène et leur environnement.

Au-delà des ingénieurs qui conçoivent les systèmes à hydrogène, la culture de sécurité doit infuser au niveau des opérateurs et des usagers de ces technologies, de plus en plus nombreux. Pour cela, la formation et la certification des compétences ont un rôle essentiel à jouer. La normalisation et la certification des équipements et des pratiques doivent également faciliter l'interopérabilité des systèmes et réduire les risques.

Enfin, la complexité et la superposition des réglementations applicables aux systèmes à hydrogène (ICPE, équipements sous pression, canalisations à risques, réglementation ATEX, Code du travail, etc.) nécessitent que les nouveaux acteurs industriels soient accompagnés dans l'application de ces réglementations. L'Ineris, en tant qu'établissement public sous la tutelle du Ministère de l'Environnement, a un rôle particulier à jouer dans ce domaine.

L'arrivée dans ce secteur de nouveaux acteurs industriels et utilisateurs non nécessairement familiarisés avec l'hydrogène entraîne des risques nouveaux.

Franz LAHAIE,
chargé de mission hydrogène à l'Ineris

Energie-legal

CABINET D'AVOCATS DÉDIÉ AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Cadre français et européen des projets hydrogène

Énergies renouvelables

1 GW
en 2020

AUDIT JURIDIQUE
des projets

DOCUMENTATION
de financement

ACCOMPAGNEMENT
contractuel

AUTORISATIONS
d'urbanisme
et environnementales

contact@energie-legal.com | www.energie-legal.com

3 QUESTIONS À...

Stratégie : SOFRESID inscrit l'hydrogène au cœur de son développement

— Société d'ingénierie française implantée sur l'ensemble du territoire, SOFRESID met son expertise au service de ses clients et des territoires dans le domaine de la transition énergétique autour de nouvelles solutions multi-énergies s'appuyant sur l'hydrogène notamment.

Avec **Francis Armengaud**, directeur général de SOFRESID Engineering

Q Comment SOFRESID, reconnue dans le domaine de l'industrie, de l'énergie et du maritime, aborde-t-elle les enjeux énergétiques d'aujourd'hui ?

F.A. : Nos secteurs historiques d'activité sont fortement concernés par les enjeux de la transition énergétique et nous avons développé une expertise transverse pour répondre à ces attentes, particulièrement autour des projets complexes auxquels nous apportons ingénierie, procurement et innovation.

Réparties sur 6 sites, nos équipes appréhendent l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à l'usage final, en étant capables de se focaliser sur un segment particulier. Notre flexibilité nous positionne sur des marchés très divers : des grands projets d'infrastructures à l'international jusqu'aux sujets territoriaux ou régionaux pointus.

Q Qu'en est-il de l'hydrogène, vecteur incontournable de la transition énergétique ?

F.A. : Au travers de différents projets, nous couvrons l'ensemble de la chaîne de valeur de l'H_2 : de sa production à son utilisation en passant par le transport, le stockage, etc.

Nous avons développé les outils de comparaison des différentes technologies de production d'hydrogène afin de choisir la plus pertinente selon les cas, tel que le projet pilote de méthanation recombinant H_2 et CO_2 en biométhane ou encore l'étude avec des industriels référents des problématiques clés du secteur (transport, injection dans réseaux existants).

Notre expertise reconnue a amené l'agglomération de Lorient à nous faire confiance pour la rédaction de sa feuille de route H_2. L'étude vise à caractériser les ressources propres au territoire et à recenser les usages potentiels afin de proposer un schéma directeur, des choix techniques et les business plans associés.

Q L'hydrogène offshore est un sujet de plus en plus présent dans l'actualité. Cette application s'intègre-t-elle dans votre stratégie ?

F.A. : Ces dernières années, nous nous sommes impliqués sur deux projets amonts pour promouvoir des solutions innovantes dans ce domaine.

La première proposée par SOFRESID est la barge Elemanta™, distinguée par le Grand Prix National de l'Ingénierie, en 2019, décerné par les Ministères de la transition écologique et solidaire, et de l'économie et des finances. Elle offre des services de soutage et d'électrification à quai à base d'H_2 pour répondre aux enjeux de décarbonation de l'activité portuaire.

La seconde est Hybsea™, lauréat d'un appel à projet de RTE. Déjà impliqué sur les projets éoliens offshore, SOFRESID offre une solution modulaire et pilotable à distance de production d'hydrogène vert à partir d'éoliennes en mer. Parallèlement, la cogénération d'oxygène peut bénéficier au développement d'activités aquacoles.

TERRITOIRES

ANALYSE

LES HUBS TERRITORIAUX, ÉLÉMENTS PHARES DE LA STRATÉGIE FRANÇAISE

Depuis plusieurs années la France favorise la dynamique territoriale autour d'écosystème territoriaux de la mobilité hydrogène et, désormais, de l'industrie bas-carbone. Cette approche est renforcée dans la nouvelle stratégie avec l'appui des collectivités.

Quid de l'œuf ou de la poule ? Pour ne pas tomber dans cette impasse, la France a placé au cœur de sa stratégie hydrogène la notion de « hubs » ou « écosystèmes » territoriaux. Le principe est de travailler à la fois sur des projets de production et des projets de consommation d'hydrogène au sein des territoires. Car si les producteurs ne trouvent pas preneur, les projets ne se montent pas. « Pour structurer cette filière, l'approche par écosystème, ou bassin de consommation mixant différents usages, est une première étape pour permettre, à terme, la massification de la demande en hydrogène décarboné, régulièrement mise en avant par les acteurs de la filière, et reprise par le plan hydrogène national », estime le cabinet de conseil EY.

Un appel à projets dédié

C'est ce principe qui guide depuis plusieurs années les appels à projets (AAP) gérés par l'Ademe. En 2020, dans le droit fil du premier plan hydrogène de 100 millions d'euros de Nicolas Hulot, alors ministre de l'Environnement, l'agence a sélectionné 5 projets destinés à l'industrie et 20 projets dans la mobilité. Cet appel à projets « hubs territoriaux d'hydrogène » a été fortement renforcé depuis, suite à l'adoption de la stratégie nationale. Lors d'une session d'octobre 2020, 7 autres projets ont été présélectionnés pour soutenir la production par électrolyse et la mobilité hydrogène. La deuxième session compte déjà plus de 47 nouvelles demandes ouvertes, pour une nouvelle présélection en juin.

« Le but est de soutenir des consortiums réunissant des collectivités et des industriels fournisseurs de solutions, d'écosystèmes territoriaux de grande envergure regroupant différents usages (industrie et mobilité), pour favoriser au maximum des économies d'échelle », explique le ministère de la Transition écologique, qui a octroyé à l'Ademe un budget de 275 millions d'euros d'ici 2023 dans ce cadre. « Il faut des projets ambitieux avec des volumes et de la concrétisation », rappelle Arnaud Leroy, président de l'Ademe. Et pour cela, l'agence peut compter sur le soutien politique des collectivités.

Un soutien politique au rendez-vous

Plusieurs régions se sont positionnées très rapidement sur l'hydrogène : « On voit un élan dans plusieurs régions de France avec des stratégies et feuilles de route avec des montants très conséquents. Cela va être très utile dans la phase qui s'ouvre maintenant pour créer ces écosystèmes territoriaux d'envergure, mutualiser les usages et les besoins, réduire les coûts et permettre l'accès à l'hydrogène au plus grand nombre », estime Philippe Boucly, président de France Hydrogène.

La Bourgogne-Franche-Comté, la Normandie, l'Occitanie ou encore la région Auvergne Rhône-Alpes se distinguent particulièrement, du fait d'une prise en main du sujet il y a déjà plusieurs années. « Notre territoire est mobilisé à fond. Nous avons une feuille de route à 10 ans et 90 millions d'euros sur la table, explique Marie-Guite Dufay, présidente de la région Bourgogne Franche Comté. Nous le devons à nos chercheurs, comme l'Université de Franche-Comté et le FC Lab, qui travaillent depuis plusieurs décennies sur la pile à combustible. Nous avons créé un cluster privé-public pour que l'expertise soit partagée sur ces sujets et, aujourd'hui, nous avons des projets qui arrivent à maturité ».

À l'occasion de la tenue de la première réunion du Conseil National de l'Hydrogène en Occitanie, en février dernier, sa présidente, Carole Delga, a réitéré son soutien à la filière hydrogène et le rôle que les régions veulent jouer :

© Faurecia

© Faurecia

Site d'expertise de Faurecia sur les réservoirs de stockage d'hydrogène.

« les Régions de France que je représente aujourd'hui veulent être aux côtés de l'État et de l'ensemble des industriels pour développer l'hydrogène décarboné. Que ce soit notamment en Occitanie, Pays de la Loire, Bretagne ou Sud, de nombreux plans ont été approuvés, et 500 M€ d'investissements ont d'ores et déjà été annoncés. »

Résultats : des projets prometteurs

Cette dynamique enclenchée il y a plusieurs années donne ses premiers résultats avec des projets qui sortent de terre. « À Belfort, les sept premiers bus à hydrogène arriveront cette année, avant l'ensemble de la flotte en 2023, explique Damien Meslot, Maire de Belfort et président du Grand Belfort. Je viens d'octroyer un permis de construire à l'entreprise Rougeot Énergie pour la construction, à Fontaine, du premier centre d'essais et de certifications des systèmes de stockage hydrogène de France, baptisé Isthy ». La région Bourgogne-Franche-Comté accueille également le centre d'expertise mondial de Faurecia sur les réservoirs à hydrogène. « Situé à Bavans et représentant un investissement total de 25 millions d'euros, ce centre d'expertise vise à développer des systèmes de stockage à hydrogène légers et compétitifs en divisant les coûts par 5, voire par 10 pour certains stockages », explique Christophe Aufrère, responsable technique chez Faurecia.

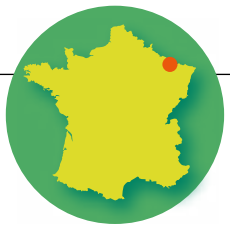
La Bretagne vient, quant à elle, de lancer la deuxième édition de son appel à projet régional « Boucles territoriales hydrogène renouvelable ». La première édition avait permis de sélectionner cinq projets dits « débutants », c'est-à-dire nécessitant une première phase d'étude préalable. Le prochain AAP est prévu du 1er mars au 31 mai 2021. Il inclura un nouveau critère incitant les porteurs à investir l'équivalent de 1 % du coût du projet dans des actions en faveur de la préservation et de l'amélioration de la biodiversité. La feuille de route bretonne fixe, parmi ses objectifs à atteindre à l'horizon 2030, la mise en œuvre de 8 boucles territoriales hydrogène renouvelable et bas carbone (d'au moins 200 kg H_2/j/site). « Il s'agit de répondre aux objectifs de la Breizh Cop : de réduire par 4 nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, de diminuer la part des carburants fossiles dans le domaine du transport notamment, d'intégrer des productions d'énergies renouvelables et décarbonées en lien avec les technologies de stockage, d'assurer l'autonomie énergétique des territoires », précise le Président de Région Loïg Chesnais-Girard.

Florence Roussel

« Les Régions de France que je représente aujourd'hui veulent être aux côtés de l'État et de l'ensemble des industriels pour développer l'hydrogène décarboné. »

CAROLE DELGA
Région Occitanie

TERRITOIRES



FICHE PROJET

SAINT-AVOLD
d'un projet de territoire à une ambition transfrontalière

La centrale à charbon de Saint-Avold cessera définitivement de produire en 2022. Plusieurs projets énergétiques sont prévus pour compenser cet arrêt.

L'**un deux porte sur l'installation d'une unité de production d'hydrogène par électrolyse sur le site même de la centrale**. Porté par Storengy et GazelEnergie, l'exploitant actuel de la centrale, le projet Emil'Hy devrait être mis en service en 2023.

L'unité de production sera alimentée par de l'électricité renouvelable locale, ainsi que par un complément réseau. Sa capacité sera, dans un premier temps, de 5 MW, ce qui permettra d'alimenter 15 bus de l'agglomération. D'ici 2025, la production d'électrolyse sera portée entre 50 et 100 MW et pourra alimenter d'autres usages, notamment l'industrie.

Mais les porteurs de projets voient plus loin. Le site de Saint-Avold profite en effet d'une implantation géographique avantageuse, à deux pas de l'Allemagne. Cette situation ouvre des perspectives, d'autant plus que le site est doté d'infrastructures gazières reliées à un réseau transfrontalier. Les transporteurs GRTgaz et Creos Deutschland envisagent de convertir deux canalisations de gaz à l'hydrogène (projet MosaHyc), ce qui permettrait, à travers 70 kilomètres de réseau, de connecter l'Allemagne et le Luxembourg et d'atteindre une capacité de transport de 20 000 m³/h.

Une autre connexion pourrait être créée jusqu'à Cerville (Meurthe-et-Moselle) pour stocker les surplus d'hydrogène dans une cavité saline. Storengy dispose en effet de plusieurs sites de stockage souterrain de gaz, dont celui-ci. Un projet pilote sera lancé à Étrez (Ain), en 2021, avant d'envisager la conversion d'autres sites de stockage.

© La Gazette Moselle

PROJET EMIL'HY

PORTEURS DU PROJET
- **Storengy et GazelEnergie**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Saint-Avold (Moselle)**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **2023**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse de l'eau**

SOURCE D'ÉNERGIE
- **ENR locales + réseau**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **5 MW en 2023, puis 50 à 100 MW à partir de 2025**

USAGES
- **Mobilité (dont 15 bus de l'agglomération), puis industrie**

EN RÉFLEXION
- **Export transfrontalier et stockage dans une cavité saline**

La Région
Auvergne-Rhône-Alpes

L'Hydrogène
dans la région Auvergne-Rhône-Alpes

Zero Emission Valley

Zero Emission Valley (ZEV) est un projet permettant d'amorcer le marché de l'hydrogène vert à travers la mobilité durable déployée sur le territoire d'Auvergne-Rhône-Alpes. Subventionné par la Commission européenne, il permet le financement de **20 stations de distribution d'hydrogène** et de **1 000 véhicules légers**. ZEV est un système de mobilité décarbonée, adapté au territoire.

Le déploiement simultané et l'exploitation des stations et des véhicules sont assurés par une société privée, SAS Hympulsion, créée le 27 juin 2019, et constituée de la Région Auvergne-Rhône-Alpes (33%), Engie (22.8%), Michelin (22.8%), la Banque des Territoires (16.9%) et le Crédit Agricole (4.6%). Elle a été lauréate de l'appel à projets Mobilité Hydrogène de l'ADEME. La subvention ainsi obtenue, en complément de l'aide européenne, a permis le financement des stations de production et de distribution d'hydrogène et favorisé **l'acquisition de 200 véhicules supplémentaires Hydrogène.**

Hympulsion lance son site internet (hympulsion.com) dans lequel vous pourrez trouver toutes les informations sur le déploiement des stations sur les territoires engagés dans le projet ZEV. Il est d'ores et déjà possible de faire son plein d'hydrogène vert, la première station a été inaugurée le 14 février 2020 à Chambéry.

Plus d'informations sur hympulsion.com

FOCUS

ZONES PORTUAIRES : DES USAGES MULTIPLES POUR VALORISER L'HYDROGÈNE

— Les ports concentrent activités industrielles et pôles multimodaux. Les entreprises de la pétrochimie et de la chimie, présentes dans ces zones, consomment souvent de l'hydrogène gris. L'objectif est donc de verdir cet hydrogène et d'élargir son usage.

Les ports sont de véritables écosystèmes territoriaux à eux seuls. Ils conjuguent présence d'industriels (raffinage, pétrochimie…), pôles multimodaux avec transport maritime, fluvial, ferré et routier, infrastructures et centres de services. Ces zones constituent un maillon essentiel de la chaîne logistique continentale, en interaction avec les grands centres urbains. En 2015, près de 350 millions de tonnes de marchandises et 30 millions de passagers ont transité par leurs quais.. Certains ports maritimes produisent même de l'électricité, notamment ceux du Havre, de Nantes-Saint-Nazaire, de Marseille-Fos et de Martinique, où des centrales thermiques sont implantées. Ils accueillent également des terminaux méthaniers et seront à proximité, pour certains, des futurs parcs éoliens en mer.

Les ports constituent donc des acteurs de premier plan pour accompagner la transition énergétique. La stratégie nationale portuaire, présentée en janvier 2021, prévoit d'ailleurs qu'ils contribuent à l'atteinte des objectifs de neutralité carbone des transports à horizon 2050, dans le cadre d'un plan de transition écologique. « Cette trajectoire comprendra notamment la fourniture d'offres d'avitaillement en carburants alternatifs pour les navires, de services de branchement électrique des navires à quai et de solutions de production d'hydrogène pour les besoins de l'écosystème industriel portuaire et des petits navires et bateaux », précise la stratégie.

Depuis quelques mois, les projets se multiplient pour produire de l'hydrogène au sein même des infrastructures portuaires, qu'elles soient maritimes ou fluviales. L'objectif : décarboner les usages au sein même du port, mais aussi utiliser les transports existants pour « exporter » les surplus de production.

Valoriser de l'hydrogène existant

Le Grand port maritime de Bordeaux a lancé, avec Storengy et Nexeya, le projet H2Bordeaux, qui vise à développer une filière territoriale de l'hydrogène à partir du port. Le projet a été retenu par la Commission européenne en septembre dernier, celle-ci cofinancera les premières études de déploiement.

L'idée est de s'appuyer sur un industriel déjà présent sur le territoire, Nouryon, qui produit du chlorate de sodium par électrolyse de la saumure, à partir de sel importé via le port de Bordeaux. Cette fabrication, destinée à l'industrie papetière pour le blanchiment de la pâte à papier, produit 3 300 tonnes d'hydrogène, non valorisées jusque-là et relâchées dans l'atmosphère. Le projet vise donc à récupérer cet hydrogène et à le valoriser sur le port, mais aussi sur l'ensemble du territoire bordelais, dans une démarche d'économie circulaire.

Les études permettront de mesurer le potentiel de consommation d'hydrogène dans la zone portuaire pour les usages de mobilité (terrestre ou fluviale) ou en application stationnaire. Il s'agira également de travailler à la conversion et à la fabrication d'engins à hydrogène et de soutenir les fournisseurs de solutions.

Produire de l'hydrogène décarboné

Certains projets vont beaucoup plus loin en prévoyant, sur le port, une production massive d'hydrogène. C'est le cas notamment de deux projets portés par la société H2V, l'un à Dunkerque (Nord), l'autre à Port-Jérôme (Seine-Maritime). L'objectif est d'implanter, sur ces deux ports, des installations de production par électrolyse de 200 MW, produisant 28 000 tonnes d'hydrogène par an chacune. Ces unités devraient être mises en service d'ici 2023.

© Christian Musat - stock.adobe.com

À Port-la-Nouvelle (Aude), la société Hyd'Occ, créée par Qair et l'Agence régionale énergie-climat d'Occitanie, porte également un projet de production d'hydrogène.

Port-Jérôme est considéré comme une annexe du port de Rouen, situé en amont sur la Seine. Le site accueille plusieurs industriels consommateurs d'hydrogène, dans la pétrochimie ou la chimie. Aujourd'hui, l'hydrogène consommé sur place est produit par vaporeformage. Il est distribué aux industriels via un réseau dédié. L'objectif de H2V est d'injecter sur ce réseau, non saturé, de l'hydrogène décarboné dans un premier temps, et pourquoi pas renouvelable dans un second temps. Le territoire, et particulièrement Caux Seine agglo, soutient le projet et prévoit une « acculturation » du territoire, en déployant des stations à hydrogène, des flottes de véhicules à hydrogène, en plébiscitant de nouvelles implantations industrielles et, pourquoi pas, un avitaillement de navires ou de camions. Une filière de formation locale se dessine et pourrait également être développée.

Le projet H2V59 consiste, quant à lui, à installer une unité de 200 MW à proximité du grand port maritime de Dunkerque. L'hydrogène produit se substituera en partie à l'hydrogène gris consommé par les industries du port. La chaleur et l'oxygène générés par l'électrolyse de l'eau pourraient également être valorisés à proximité. L'électricité utilisée sera renouvelable, tracée par des garanties d'origine.

Exporter l'hydrogène produit

Plus au Sud, à Port-la-Nouvelle (Aude), la société Hyd'Occ, créée par Qair et l'Agence régionale énergie-climat d'Occitanie, porte également un projet de production d'hydrogène. Son objectif : produire 6000 tonnes d'hydrogène par an par électrolyse (50 MW), à partir d'électricité renouvelable locale. L'installation se fera notamment à proximité du futur parc éolien flottant de Gruissan (Eolmed). L'unité alimentera les activités portuaires et une chaîne logistique multimodale. Hyd'Occ prévoit notamment d'exporter l'hydrogène produit dans des containers haute pression pour alimenter le port de Sète, mais aussi les villes de Toulouse, Perpignan…

Sophie Fabrégat

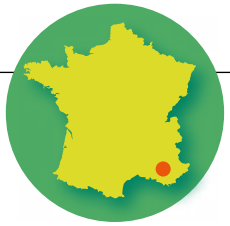
Une équipe spécialisée
dédiée aux projets de production et de commercialisation d'hydrogène

GREENLAW AVOCATS

Cabinet d'avocats indépendant spécialisé, nous accompagnons déjà plusieurs projets d'unités de production massive d'hydrogène, et des stations de distribution d'hydrogène en France.
Nous intervenons sur l'ensemble des étapes des projets :

- **Etude de faisabilité** : foncier, urbanisme, réseaux, ICPE, énergie
- **Négociation et rédaction des titres fonciers et des contrats commerciaux**
- **Accompagnement en développement :** audits préalables de dossiers administratifs (autorisation environnementale, permis de construire, loi sur l'eau, approbation d'ouvrage électrique ….), conseil dans le cadre des procédures (concertation,instruction, enquête publique, interfaces avec les réseaux publics)
- **Contentieux des autorisations**
- **Commercialisation de l'énergie :** stockage, vente, raccordement aux réseaux, distribution, droit à l'injection
- **Veille réglementaire et lobbying**

stephanie.gandet@green-law-avocat.fr
www.green-law-avocat.fr
Structure inter-Barreaux



FICHE PROJET

Une production industrielle à partir DU PHOTOVOLTAÏQUE

C'est un projet industriel à fort ancrage territorial qui se monte en Provence-Alpes-Côte d'Azur. Des centaines d'hectares de centrales photovoltaïques vont voir le jour pour produire à grande échelle de l'hydrogène vert.

Hygreen Provence prévoit de déployer, d'ici 2023, des installations de solaire photovoltaïque sur l'agglomération Durance Lubéron Verdon, afin de l'injecter sur le réseau, mais surtout de produire de l'hydrogène à l'échelle industrielle. Cet hydrogène pourra être stocké, d'ici 2028, dans des cavités salines situées à proximité de Manosque, exploitées par Storengy. Il sera utilisé pour décarboner l'industrie locale, alimenter la mobilité et, pourquoi pas, alimenter en chaleur et en froid des bâtiments.

Très tôt, une convention de partenariat a été signée entre les industriels et la communauté d'agglomération, pour travailler main dans la main. En effet, une production de cette ampleur implique l'implantation de plusieurs centaines d'hectares de panneaux photovoltaïques autour de Manosque (300 hectares d'ici 2023 et 1 500 ha estimés d'ici 2030). Des conditions ont donc été posées pour préserver les paysages et la biodiversité. Les parcs naturels du Verdon et du Lubéron ont été associés aux échanges. L'agglomération a ainsi identifié 170 sites sur ses 25 communes, pouvant accueillir du solaire au sol, en toiture ou sur ombrières. Ce projet global devrait générer 1 milliard d'euros d'investissements sur le territoire et près de 1 000 emplois.

PROJET HYGREEN PROVENCE

PORTEURS DU PROJET
- **Air Liquide, Engie, Storengy et l'agglomération Durance Lubéron Verdon**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Manosque et son agglomération (Alpes-de-Haute-Provence)**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **Progressive de 2024 à 2028**

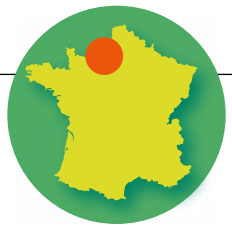
TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse de l'eau et stockage**

SOURCE D'ÉNERGIE
- **Photovoltaïque local**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **1 500 GWh/an d'électricité renouvelable et 30 000 tonnes d'hydrogène d'ici 2028**

USAGES
- **Industrie, mobilité**

© mickael - stock.adobe.com



FICHE PROJET

Décarboner l'Axe Seine, DU HAVRE À PARIS

— À travers le projet Deplhy VDS, la Normandie veut identifier le potentiel de production et de consommation d'hydrogène. Le tissu industriel présent le long de la vallée de la Seine s'y prête tout particulièrement.

La Normandie, région industrielle de premier plan, est pionnière dans le développement de la filière hydrogène sur son territoire. Près d'un tiers de la consommation nationale d'hydrogène se fait en Normandie, en particulier dans le secteur de la pétrochimie, ainsi que sur le site d'essai d'Ariane Group : 350 kt /an d'hydrogène y sont produites à partir de ressource fossiles.

Outre ces usages traditionnels, de nouveaux usages de l'hydrogène se développent sur le territoire normand, comme la mobilité. Souhaitant capitaliser sur ce potentiel, la région a adopté, en octobre 2018, son plan de soutien à la filière hydrogène. Doté d'une enveloppe de 15 millions d'euros sur trois ans, ce plan a un double objectif : accélérer la transition énergétique normande et la décarbonation de l'économie, et constituer une filière industrielle d'avenir en Normandie. C'est l'objectif du projet Deplhy VDS.

Porté par Normandie Énergies, un consortium d'acteurs normands de l'énergie, Deplhy VDS a pour objectif d'atteindre un pourcentage de 10 % d'hydrogène bas carbone pour les usages industriels en 2023 et de 20 à 40 % en 2030 pour tous les usages. Une cartographie des ressources énergétiques renouvelables a permis d'identifier un potentiel d'hydrogène vert : 20 000 tonnes/an grâce à l'éolien terrestre, 3 300 tonnes/an grâce à des centrales photovoltaïque sur des friches, 55 000 tonnes/an par l'éolien en mer, 32 500 tonnes H_2/an par la gazéification de la biomasse.

© Engie

PROJET DEPLHY VDS

PORTEURS DU PROJET
Normandie Énergies et ses partenaires, Opal research, IDIT (Institut du droit international des transports), Caux Seine développement

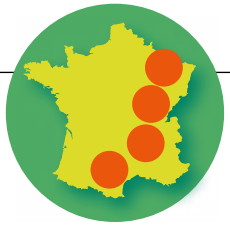
LIEU D'IMPLANTATION
Vallée de la Seine (Normandie)

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
Production et consommation d'hydrogène vert et bas-carbone

USAGES
Industriels et mobilité

DATE DE FIN DU PROJET
2023

TERRITOIRES



FICHE PROJET

DES TRAINS à hydrogène d'ici 2025

La France accueillera sur ses lignes ferroviaires des trains à l'hydrogène d'ici 2025. Quatre régions françaises devraient se partager 14 rames commandées auprès d'Alstom.

Aujourd'hui, les trains roulent à l'électricité et/ou au diesel. Dans l'optique de remplacer les moteurs diesels, plusieurs technologies sont à l'étude : les trains 100 % électriques, les trains hybrides et les trains à hydrogène. Ces derniers s'appuient sur des piles à combustible, des réservoirs d'hydrogène et des batteries pour rouler. « L'hydrogène stocké dans les réservoirs est mélangé à l'oxygène présent dans l'air ambiant dans la pile à combustible située en toiture du train pour obtenir de l'électricité. Par ce mélange, la pile produit l'électricité nécessaire qui est stockée dans les batteries et utilisée ensuite pour la traction du train. », explique la SNCF.

Quatorze rames devraient bientôt être commandées à Alstom par la SNCF et quatre régions françaises : l'Occitanie, l'Auvergne-Rhône-Alpes, la Bourgogne-Franche-Comté et la région Grand-Est, pour un investissement total de 300 M€. Les premiers essais sont prévus pour 2023, avec une mise en circulation commerciale en 2025.

Alstom planche depuis une dizaine d'années sur le train à hydrogène, avec de premiers essais concluants menés pendant deux ans en Allemagne. Les premiers trains commerciaux y circuleront en 2022.

La particularité de la commande française est de s'appuyer sur une motorisation bimode (électrique et hydrogène), pour pouvoir rouler sur des lignes électrifiées en partie, alors que le modèle allemand est monomode, c'est-à-dire qu'il est propulsé uniquement par les piles à hydrogène et les batteries. Dans les deux cas, le train à hydrogène est particulièrement adapté aux petites lignes régionales, avec des points de recharge en début et/ou fin de ligne. Il peut atteindre une vitesse de 160 km/h en transportant jusqu'à 220 passagers pour une autonomie de 400 à 600 km.

PROJET TER H2

PORTEURS DU PROJET
- **SNCF, régions françaises, Alstom**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Grand-Est et Occitanie**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **Pilote en 2023, commercialisation après 2025**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Pile à combustible**

© Alstom

Hydrogène
BOURGOGNE
FRANCHE-COMTÉ

UN ÉCOSYSTÈME UNIQUE ET DES TERRITOIRES IMPLIQUÉS POUR ACCUEILLIR VOS PROJETS !

DES PLATEFORMES DE TESTS POUR PILES ET RÉSERVOIRS

DES PROJETS D'ENVERGURE NATIONALE
- Ferroviaire
- Méthanation
- Stockage

DES LABORATOIRES SPÉCIFIQUEMENT AXÉS SUR L'HYDROGÈNE

Fuel Cell Lab

DES TERRITOIRES MOTEURS

DES GRANDS LEADERS INDUSTRIELS, DES PME ET DES START-UP

Alstom
Faurecia
H2Sys
Justy
MaHyTec...

DES FORMATIONS CIBLÉES SUR L'HYDROGÈNE DU LYCÉE AU SUPÉRIEUR

DES PARTENAIRES POUR ACCOMPAGNER VOS PROJETS

Pôle Véhicule du Futur
Solutions pour véhicules & mobilités du futur

aer
agence économique régionale de bourgogne-franche-comté

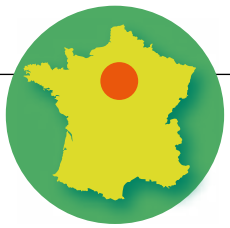
AGENCE ÉCONOMIQUE RÉGIONALE DE BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ

VOTRE CONTACT FILIÈRE HYDROGÈNE
Nathalie LOCH
h2@aer-bfc.com
T. +33 (0)3 81 81 82 83

Financement et coordination Hydrogène

RÉGION BOURGOGNE FRANCHE COMTÉ

TERRITOIRES



FICHE PROJET

LES TAXIS **à hydrogène font leurs preuves**

Lancés en 2015, l'année de la COP 21, les taxis à hydrogène de Hype sont sur le point de prendre un nouvel élan. Six ans après, avec des chauffeurs et des clients convaincus, le défi est gagné.

Lancée le 7 décembre 2015 pendant la COP 21, par la Société du Taxi Électrique Parisien (« STEP »), avec 5 premiers véhicules, Hype est une flotte de taxis unique en son genre puisqu'ils fonctionnent à l'hydrogène avec une pile à combustible. « Cette solution nous est apparue comme la plus appropriée aux besoins des taxis à Paris. Ça permet de continuer à travailler sans polluer et ça n'introduit pas de contrainte supplémentaire pour le chauffeur. Il garde la capacité de faire le plein en 3 minutes. C'est donc massivement déployable sans freins psychologiques, explique Mathieu Gardies, président de Hype. »

Pour que ses 130 véhicules et ses chauffeurs salariés puissent se ravitailler, la société a également créé une filiale chargée de déployer les stations de recharge en partenariat avec Air Liquide, le fournisseur d'hydrogène. Le réseau passera prochainement de 4 à 6 stations en 2021 puis une vingtaine d'ici les Jeux Olympiques de 2024. Les nouvelles stations seront désormais alimentées en hydrogène produit sur place grâce à des électrolyseurs. Les plus grosses stations pourront également fournir les anciennes, par camion à hydrogène, pour faire basculer l'ensemble des stations en hydrogène bas-carbone. « Au bout de 5 ans, on est 100 % convaincu. L'hydrogène remplit ses promesses. On arrête de polluer et on améliore l'exercice de travail pour le chauffeur grâce au confort du véhicule électrique sans avoir l'anxiété psychologique liée à l'autonomie des véhicules », ajoute Mathieu Gardies.

La société Hype, qui vient de faire l'acquisition de la société Slota, va très vite faire grossir sa flotte avec 600 véhicules supplémentaires en 2021 et lancer la phase 2 de son projet initial : proposer cette solution à des chauffeurs de taxis indépendants d'ici fin 2021.

© Hype

PROJET TAXI HYDROGÈNE

PORTEURS DU PROJET
- **Hype**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Paris et petite couronne (Île-de-France)**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **600 véhicules d'ici fin 2021**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse de l'eau / Véhicules hydrogène à PAC**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **Électrolyseur de 2,5 MW sur la station prévue à la Porte de Saint Cloud, pour produire 1 tonne d'hydrogène par jour**

USAGES
- **Mobilité**

gaz d'aujourd'hui

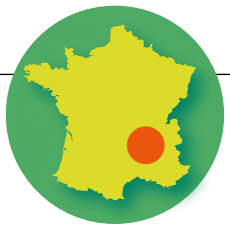
1 abonnement, 2 médias
l'actu énergétique à votre rythme

1. Des **actualités et des chiffres clés** au quotidien.
2. Des **articles exclusifs** pour nos abonnés.
3. **Le magazine** trimestriel.
4. Une **newsletter** hebdomadaire.

Rendez vous sur GAZD'AUJOURDHUI.FR

Suivez nos actus sur Linkedin et Twitter (@Gazdaujourdhui)

TERRITOIRES



FICHE PROJET

LA PREMIÈRE VALLÉE HYDROGÈNE **se révèle**

Zero Emission Valley, projet pionnier de mobilité hydrogène, lancé en 2017 en Région Auvergne-Rhône-Alpes, est la première mise en œuvre concrète du concept de « vallée hydrogène » en France.

Forte d'une concentration exceptionnelle des acteurs de la filière hydrogène (80 % des technologies hydrogène sont présentes sur notre territoire), la Région Auvergne-Rhône-Alpes a décidé d'en faire une filière d'excellence. Afin notamment de booster la mobilité hydrogène, la région a lancé le projet Zero Emission Valley en partenariat avec Engie, Michelin, la Caisse des dépôts et consignations et d'autres collectivités territoriales. Elle mise sur le déploiement de 1 000 véhicules, autour de 20 stations et 15 électrolyseurs 100 % énergies renouvelables. À partir de 50 véhicules par station, le modèle est rentable et pérenne.

Pour y parvenir, le projet mise sur des partenaires privés ayant des flottes captives et des contrats de vente. L'objectif est de proposer au marché des véhicules hydrogène au même prix que le véhicule équivalent diesel. Les entreprises s'engagent à consommer tant de kilogrammes d'hydrogène ou à parcourir tant de kilomètres par mois ou par an. Et elles les paient, qu'elles les aient effectivement consommés ou pas. En parallèle, les entreprises percevront des subventions à l'achat des véhicules.

La région prévoit de débloquer 15 M€ sous forme de subventions ou de prises de participation dans ce projet qui mobilisera au total 70 M€ sur 10 ans.

© Auvergne-Rhône-Alpes

PROJET ZERO EMISSION VALLEY

PORTEURS DU PROJET
- **Région Auvergne-Rhône-Alpes, Engie, Michelin**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Auvergne-Rhône-Alpes**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **2019 pour les premières stations**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse de l'eau**

SOURCE D'ÉNERGIE
- **À terme, énergies renouvelables**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **20 stations à hydrogène**

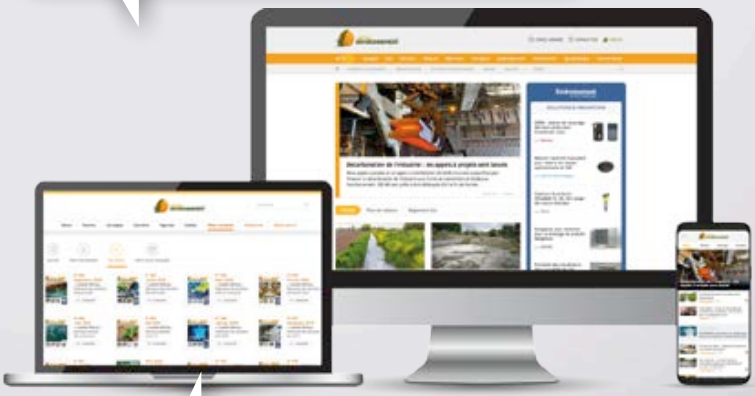
USAGES
- **Mobilité en flottes captives**

VOTRE ABONNEMENT

+ de repères et d'analyses
+ de solutions pros
+ d'indépendance

1 ABONNEMENT, 3 SUPPORTS

- Actu-Environnement Le Mensuel (11 n° /an)
- Site Internet Actu-Environnement.com
- Site Mobile pour smartphones et tablettes



SERVICES EN LIGNE

- Accès illimité aux articles payants
- Alerting par email selon vos mots-clés
- Espace dédié pour vos articles favoris
- Contact privilégié avec la rédaction
- Archives numériques depuis 2000

CHOISISSEZ VOTRE ABONNEMENT

Annuel - *Personnel*	☐ 150 € TTC / an
Annuel - *Multi-accès 5 utilisateurs*	☐ 590 € TTC / an
Annuel - *Multi-accès 10 utilisateurs*	☐ 990 € TTC / an

Multi-site, licence par IP : nous contacter
+33(0)1 45 86 92 26

Abonnement à durée libre 12,5€ /mois

directement en ligne sur
www.aenv.fr/abonnement

RENSEIGNEZ VOS COORDONNÉES

Nom ..... Prénom .....

Société (multi-accès uniquement) .....

Adresse .....

Ville .....

C.P ..... Pays .....

Tél. ..... Fax .....

E-mail .....

Règlement : ☐ à la commande par chèque ou virement à l'ordre de : COGITERRA - IBAN : FR76 4255 9100 0008 0145 1607 446

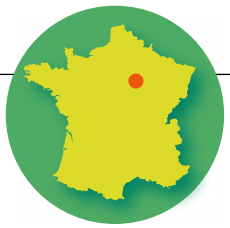
☐ à réception de facture (entreprises, collectivités, associations)

Date ..... Signature

À RENVOYER À COGITERRA - 64, rue Nationale - 75013 Paris - France
ou abonnement@actu-environnement.com

Conditions générales : www.actu-environnement.com/cga

TERRITOIRES



FICHE PROJET

DES BUS À HYDROGÈNE **dans le réseau urbain de l'Auxerrois**

— Dans le cadre de son plan air-climat-énergie territorial, la communauté d'agglomération de l'Auxerois prévoit de décarboner ses transports en commun. Cinq bus à hydrogène feront leur arrivée dans la collectivité fin 2021.

La collectivité a choisi Hynamics, filiale du groupe EDF spécialisée dans l'hydrogène, pour l'installation d'une station de production d'hydrogène vert par électrolyse. Cette station garantira aux bus à hydrogène du réseau de transport urbain Leo, opéré par Transdev Auxerrois, un approvisionnement continu en hydrogène vert dès 2021. Ce projet a reçu le soutien de l'Ademe et du programme européen JIVE 2 (Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe).

Cette nouvelle ambition a connu sa première concrétisation en décembre 2019, avec la commande de cinq exemplaires du Businova H2 (bus à hydrogène SAFRA équipé de piles Symbio) qui seront exploités par Transdev Auxerrois, principalement sur la ligne 1 du réseau Leo. Hynamics, via sa société de projet CP3, installera une station de production par électrolyse de l'eau avenue de la Turgotine, sur une ancienne friche industrielle, à proximité immédiate du dépôt de bus de Transdev Auxerrois, de la gare d'Auxerre-Saint-Gervais et proche de l'autoroute A6, axe routier majeur reliant Paris à Lyon.

La Communauté d'agglomération de l'Auxerrois entend déployer un écosystème hydrogène bien plus large en établissant des partenariats forts avec les acteurs de l'industrie et de la mobilité. À cette fin, une soixantaine de chefs d'entreprise ont été réunis, le mardi 8 décembre 2020, afin d'imaginer collectivement les futurs usages de la station.

© Communauté de l'Auxerrois

PROJET EOLBUS

PORTEURS DU PROJET
- **Communauté d'agglomération de l'Auxerrois**

LIEU D'IMPLANTATION
- **Auxerre (Yonne)**

DATE DE MISE EN SERVICE
- **Automne 2021**

TECHNOLOGIE MOBILISÉE
- **Électrolyse de l'eau**

SOURCE D'ÉNERGIE
- **Énergie renouvelable**

CAPACITÉ DE PRODUCTION
- **Électrolyseur d'1 MW, 400 g H_2/jour**

USAGES
- **Mobilité**

EN RÉFLEXION
- **Inclure les besoins industriels en hydrogène ou en mobilité**

VALOREM
L'ÉNERGIE D'AGIR

FAITES ENTRER L'HYDROGENE VERT AU COEUR DE VOS TERRITOIRES

Diagnostic de territoire

Eco-système hydrogène vert

Distribution pour transports publics et industries locales

Retrouvez nous à Hyvolution Stand G14

www.valorem-energie.com

WiSEED
TRANSITIONS
Leader du financement Equity
de la transition énergétique
FINANCEZ VOS FONDS PROPRES
Efficacité énergétique
Biomasse
Mobilité décarbonée
Eolien & Energies marines renouvelables
wiseed.com
transitions@wiseed.com