



ACTU ENVIRONNEMENT

LE HORS-SÉRIE
des professionnels de l'énergie

15 € - Février 2024

L'HYDROGÈNE VERT À LA CONQUÊTE DE L'INDUSTRIE

ACTUALITÉS

**Un pari industriel
aux multiples
inconnues p.12**

TECHNIQUE

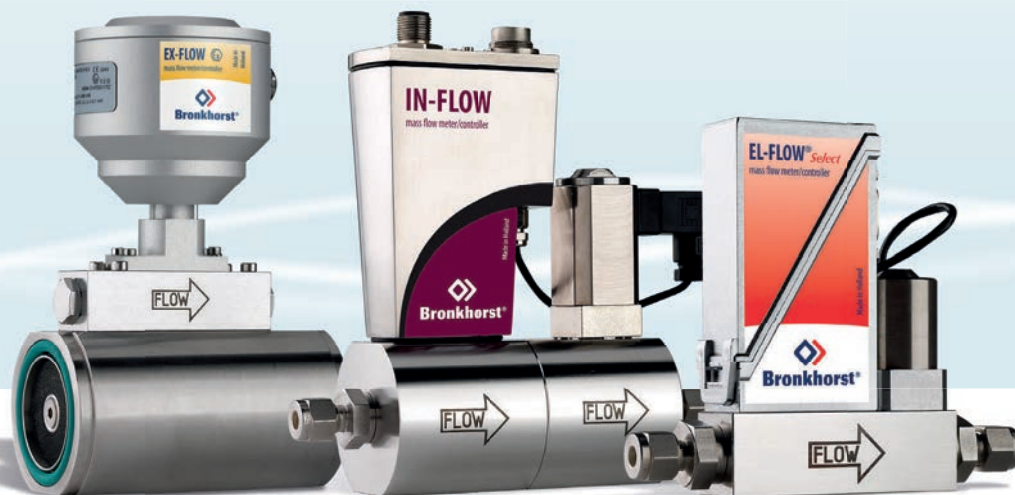
**Comment la
sidérurgie apprivoise
l'hydrogène p.28**

DROIT

**Risques juridiques :
une prévention
nécessaire p.48**

DÉBITMÈTRES MASSIQUES THERMIQUES

Technologie semi-calorimétrique unique,
brevetée et adaptée au gaz Hydrogène.



- ◆ Pour les installations de laboratoire (série EL-FLOW) et certifiés pour les environnements explosifs ATEX zone 2 (série IN-FLOW) et ATEX zone 1 (série EX-FLOW)
- ◆ Mesure précise et répétable
- ◆ Pression max. 700 bar
- ◆ Boucle de régulation PID intégrée
- ◆ Multiples interfaces de communication (en option): PROFINET, MODBUS, ETHERNET IP, etc...

+33 1 34508700
sales@bronkhorst.fr

www.bronkhorst.fr



Flashez ce QR pour
en savoir plus


Bronkhorst®

ÉDITORIAL



© VINCENT COLIN

“

HYDROGÈNE :
LE CHAÎNON MANQUANT ?

”

Florence Roussel,
Rédactrice en chef

Le ministère de la Transition énergétique n'est plus. Au moment du changement de gouvernement en janvier, l'énergie est revenue dans le giron du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, resté entre les mains de Bruno Le Maire. Un rattachement à l'industrie qui sonne comme un retour en arrière pour de nombreux acteurs ayant connu le Grenelle de l'environnement avec le regroupement en 2008 des questions énergétiques, climatiques et écologiques au sein d'un seul et unique ministère.

Il faut dire que le secteur industriel rappelle avec force et conviction que si l'on veut réindustrialiser la France – axe majeur du gouvernement – en la décarbonant, il faudra une énergie bas carbone et peu chère. Un mantra qui a fortement influencé la réorientation de la stratégie énergétique française ces dernières années avec comme principaux jalons la relance de la construction de centrales nucléaires (EPR 2); les lois d'accélération pour le nucléaire et les énergies renouvelables; une loi de programmation énergie-climat à venir qui prend finalement la forme d'une loi de souveraineté centrée sur le nucléaire; et, point d'orgue, un remaniement ministériel liant industrie et énergie.

Oui, les deux enjeux sont liés comme le prouve notre hors-série hydrogène 2024 (réalisé en partenariat avec France Hydrogène), que nous avons voulu consacrer à l'industrie où le potentiel est majeur. En effet, l'hydrogène vert pourrait aider l'industrie française à poursuivre sa décarbonation en basculant vers de nouvelles technologies de plus en plus électrifiées. Il constitue, pour de nombreux acteurs, le chaînon manquant entre les énergies renouvelables, l'électricité décarbonée du réseau, et aussi les besoins de chaleur et d'électricité de l'industrie. Reste à le produire, à le stocker et à le distribuer à un coût acceptable. Gageons que le ministre Bruno Le Maire saura reprendre le flambeau et porter le développement de la filière Hydrogène vert à la hauteur des enjeux environnementaux. ①

SOMMAIRE

ACTUALITÉS

- 8** UNE NOUVELLE MOUTURE POUR LA STRATÉGIE FRANÇAISE
- 11** L'HYDROGÈNE VERT SE CONCRÉTISE EN OCCITANIE
- 12** L'INDUSTRIE FACE À UN PARI AUX MULTIPLES INCONNUES
- 18** HYDROGÈNE VERT : LA MOLÉCULE INDISPENSABLE POUR DÉCARBONER L'INDUSTRIE ?
- 21** INFOGRAPHIE : L'HYDROGÈNE DANS L'INDUSTRIE FRANÇAISE : UNE PLACE À CONQUÉRIR
- 22** AVIS D'EXPERT : LA FILIÈRE HYDROGÈNE OFFRE DÉJÀ DE NOMBREUSES OPPORTUNITÉS D'EMPLOIS, IL FAUT LES FAIRE CONNAÎTRE

TECHNIQUE

- 26** L'ÉLECTROLYSE, UNE TECHNOLOGIE À LA HAUTEUR DES ENJEUX ?
- 28** COMMENT LA SIDÉRURGIE COMPTE APPRIVOISER L'HYDROGÈNE
- 33** AVIS D'EXPERT : IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE ET DE SES DÉRIVÉS : LES ENJEUX POUR LA FILIÈRE FRANÇAISE
- 36** LA ZONE INDUSTRIELLE DE CHALAMPÉ S'ÉQUIPE EN ÉLECTROLYSEURS
- 38** TURBINE INDUSTRIELLE : UNE CONVERSION À L'HYDROGÈNE RÉUSSIE
- 40** VALLOUREC MISE SUR UN STOCKAGE VERTICAL AVEC SON DÉMONSTRATEUR DELPHY

DROIT

- 44** LES ACTUALITÉS DU CADRE JURIDIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE
- 48** LA PRÉVENTION DES RISQUES JURIDIQUES ET TECHNIQUES LIÉS À L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ

LES ABONNEMENTS



PERSONNEL



L'actu générale

- En ligne + 1 mensuel
- Archives digitales

1 LECTEUR / 1 AN

150 € TTC / an

11 n^{os} / an + Hors-séries

1 LECTEUR / 1 MOIS

12,50 € TTC / mois

1 n^o / mois (tacite reconduction)

PROFESSIONNEL



L'actu générale, technique et juridique

- En ligne + 3 mensuels
- Archives digitales
- Blog personnalisé

1-5 LECTEURS / 1 AN

590 € TTC / an

11 n^{os} / an / titre + Hors-séries

1-10 LECTEURS / 1 AN

990 € TTC / an

11 n^{os} / an / titre + Hors-séries



**PLUS RAPIDE !
ABONNEZ-VOUS EN LIGNE**



<https://aenv.fr/abo>



TELEDYNE
GAS AND FLAME DETECTION
Everywhere you look™



Hydrogène



**La sécurité au cœur
de votre transition vers l'hydrogène**

H₂ un gaz si (extra)ordinaire



OLCT 100



PS200



GS700



MX 43



DGi-TT7-E

**Votre focus : votre transition vers l'hydrogène,
le nôtre : votre sécurité.**

Découvrez nos solutions dédiées
à la détection de l'hydrogène :



MEMBRE DE



gasandflamedetection@teledyne.com • www.TeledyneGFD.com



1

ACTUALITÉS

La stratégie hydrogène révisée montre les besoins importants qui seront nécessaires, notamment à la décarbonation de l'industrie. C'est en effet le segment qui gagnerait beaucoup à basculer vers l'hydrogène décarboné. Encore faut-il en proposer dans des conditions économiques favorables. Ce sera tout l'enjeu de l'année 2024.



8

UNE NOUVELLE MOUTURE POUR LA STRATÉGIE FRANÇAISE

La version révisée confirme les objectifs précédents et précise les mécanismes de soutien, les infrastructures prioritaires et les travaux lancés sur les importations.



12

L'INDUSTRIE FACE À UN PARI AUX MULTIPLES INCONNUES

L'année 2024 devra apporter des réponses sur l'économie de l'hydrogène vert pour rassurer les acteurs et assurer la concrétisation des projets.



18

HYDROGÈNE VERT : LA MOLÉCULE INDISPENSABLE POUR DÉCARBONER L'INDUSTRIE ?

Une étude de Négawatt et Solagro alerte sur l'importance de donner la priorité à l'utilisation d'hydrogène dans l'industrie.

ACTUALITÉS

▼ CONTEXTE

UNE NOUVELLE MOUTURE POUR LA STRATÉGIE FRANÇAISE

— Avec plusieurs mois de retard, le Gouvernement a présenté les nouvelles orientations de la stratégie sur l'hydrogène. Y sont précisés les mécanismes de soutien, les infrastructures prioritaires et les travaux lancés sur les importations.

A

vec six mois de retard, le Gouvernement a présenté, mi-décembre, les nouvelles orientations de la Stratégie nationale hydrogène. Cette actualisation confirme les objectifs de production annoncés (6,5 gigawatts en 2030, 10 GW en 2035), le choix français de la neutralité technologique et de nouveaux mécanismes de soutien pour assurer la compétitivité de la production nationale. Le Gouvernement recentre la priorité sur les besoins industriels stratégiques et les infrastructures associées, mais il n'oublie pas la mobilité lourde et intensive. Le document aborde également les enjeux liés à l'importation.

La neutralité technologique, combat de la France

La stratégie française promeut la neutralité technologique entre hydrogène renouvelable et bas carbone, qu'il soit produit à partir du mix électrique national ou du nucléaire. Le Gouvernement se bat encore, au sein de l'Alliance européenne du nucléaire, pour que cette neutralité technologique soit également défendue par la Commission européenne et les futurs textes européens. Si, dans le cadre de la révision des directives Red III [sur les énergies renouvelables] et Gaz, et de la réforme du marché de l'électricité, la France

© MARCOUS - STOCK.ADOBE.COM

La stratégie française promeut la neutralité technologique entre hydrogène renouvelable et bas carbone.

a remporté quelques victoires sur l'hydrogène bas carbone, en revanche la Banque européenne de l'hydrogène ne soutiendra que la production d'hydrogène renouvelable.

Les mécanismes de soutien français viseront, quant à eux, à garantir la compétitivité de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse. Quatre milliards d'euros sur dix ans garantiront un prix fixe de production, via des appels d'offres pour des contrats pour différence (CFD), pour un gigawatt (GW) de projets. Un dialogue concurrentiel doit s'ouvrir en ce début d'année. Le Gouvernement mise aussi sur une perte progressive de compétitivité du vaporeformage à partir d'énergies



LA STRATÉGIE FRANÇAISE EN CHIFFRES

CONSUMMATION D'HYDROGÈNE (industrie actuelle)

430 000

TONNES en 2030

CONSUMMATION D'HYDROGÈNE (industrie et mobilité lourde)

770 000

TONNES en 2030

1 million

DE TONNES en 2035

BESOIN EN ÉLECTRICITÉ

30 à 35

TÉRAWATTHEURES en 2030

50 à 60

TÉRAWATTHEURES en 2035

LES PRINCIPAUX HUBS HYDROGÈNE



fossiles (moyen de production d'hydrogène prédominant aujourd'hui), grâce à une trajectoire dynamique du prix du carbone.

Le document ne ferme pas la porte aux autres techniques, notamment à partir de biomasse (pyrogazéification, pyrolyse, plasmalyse), « *qui peuvent trouver toute leur pertinence dans des situations locales précises* ». Des travaux exploratoires du sous-sol français ont également été lancés afin d'identifier et d'évaluer les gisements d'hydrogène naturel. Un premier permis de recherche a été délivré dans les Pyrénées-Atlantiques. En parallèle, des travaux sur les « *techniques extractives les plus respectueuses*

de l'environnement » seront menés. Côté demande, la taxe incitative sur l'utilisation des renouvelables dans les transports (Tiruert) sera étendue à l'ensemble des vecteurs énergétiques et à la quasi-totalité des modes de transport. Si l'hydrogène renouvelable est éligible aux crédits de ce dispositif depuis 2023, depuis le 1^{er} janvier 2024 l'hydrogène bas carbone l'est aussi, avec une incitation jusqu'à 4,70 euros par kilogramme pour réduire le prix de l'hydrogène carburant. Un mécanisme de « *bonus-malus incitatif à la baisse d'impact climatique de l'azote* » sera également étudié afin de garantir une concurrence loyale entre les engrais produits en France et à l'étranger.

ACTUALITÉS

Anticiper les infrastructures

- Les nouvelles orientations détaillent les besoins en infrastructures à 2030, mais restent prudentes sur les échéances plus lointaines. La priorité demeure le développement de hubs industriels à Dunkerque, Fos-sur-Mer, au Havre-Estuaire de la Seine et dans la Vallée de la chimie (Rhône), avec une production « *au plus près des usages* ». Les infrastructures prioritaires sont donc les réseaux de transport de l'hydrogène « intra-hubs » et leurs connexions aux infrastructures de stockage, estimées à 500 kilomètres de canalisations. Un maillage territorial de ravitaillement sera également nécessaire pour les besoins en hydrogène de la mobilité « intensive » : véhicules utilitaires, bus, poids lourds et autocars à kilométrages journaliers très importants, engins agricoles et de chantiers, ou encore véhicules logistiques (« off-road »). L'hydrogène pourrait également être une alternative pour les lignes de trains régionaux non électrifiées ou le fret ferroviaire, souligne le document. À plus long terme, le développement d'un réseau européen de transport de l'hydrogène, comme H2med, est envisagé « *sous condition d'un cofinancement de ces infrastructures à vocation continentale par tous les utilisateurs potentiels* ». Le développement d'un réseau entre les hubs sera également étudié, « *en veillant à éviter le risque d'actifs échoués* ». Le document indique que ce réseau hydrogène sera distinct des infrastructures de transport de méthane, et qu'un tracé et

« La priorité demeure le développement de hubs industriels, avec une production au plus près des usages »

des options réglementaires seront précisés d'ici à 2026. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été missionnée sur les questions de régulation et de soutien de ces réseaux.

Des travaux seront également lancés sur les stockages massifs en cavité saline, notamment à proximité des hubs industriels de Fos-sur-Mer et de Lyon, et sur leurs rôles possibles dans la flexibilité du réseau électrique (effacement des électrolyseurs par exemple).

En revanche, les volumes importés d'hydrogène et de dérivés devraient rester limités à l'horizon 2030 et plus plausibles d'ici à 2040, estime le Gouvernement. Il a donc chargé, pour ce premier trimestre, l'Inspection générale des finances (IGF), l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) et le Conseil général de l'économie, d'analyser les opportunités et les modalités d'importation d'hydrogène décarboné en prenant en compte les modèles économiques de production et la question du bouclage énergétique national. L'analyse portera également sur les infrastructures pertinentes pour l'import d'hydrogène – qu'il soit liquide, gazeux, sous forme d'ammoniac, de carburants de synthèse ou de minerai de fer (terminaux de déchargement et de regazéification, canalisations de transport...). De son côté, le Gouvernement mènera une diplomatie de l'hydrogène afin d'assurer les conditions d'une concurrence loyale (standardisation, normalisation...) et de soutenir l'export du « savoir-faire » français. Il lancera également des travaux sur le bilan carbone des équipements.

À la recherche de l'hydrogène naturel

— La recherche d'hydrogène natif, ou blanc, va pouvoir se développer en France. Par un arrêté du 23 novembre 2023 des ministres de la Transition énergétique et de l'Industrie, la société TBH2 Aquitaine est autorisée à exercer cette activité sur un territoire de près de 225 km², comportant quarante-trois communes, dans le département des Pyrénées-Atlantiques. Ce permis dit « Sauve Terre H₂ » a été accordé pour cinq ans. Il concerne aussi la recherche d'hélium et de substances connexes. La société 45-8 Energy a, elle aussi, été autorisée à rechercher de l'hélium et de l'hydrogène naturel dans la zone des Avant-Monts du Jura, dans le département du Doubs (25). L'entreprise a par ailleurs déposé un autre dossier concernant le département des Pyrénées-Atlantiques (64). D'autres demandes sont encore en cours d'examen.

Sécuriser la filière et les acteurs

Le Gouvernement réitère sa volonté de construire une chaîne de valeur de l'hydrogène « *pour assurer l'industrialisation des projets précédemment soutenus, renforcer l'intégration de l'écosystème autour des fleurons français et assurer la couverture de l'ensemble des produits et technologies clés de la chaîne de valeur* » (électrolyseurs, piles à combustible et leurs composants). Un travail de cartographie a été lancé par l'Administration afin d'identifier les chaînons manquants tout au long de la chaîne de valeur, de l'approvisionnement en matières premières critiques (platinoïdes) jusqu'à l'intégration des technologies (électrolyse ou piles à combustible). ①

Sophie Fabregat

▼ SUR LE TERRAIN

L'HYDROGÈNE VERT SE CONCRÉTISE EN OCCITANIE

— Double inauguration en une semaine en Occitanie, Région qui soutient le développement de l'hydrogène vert depuis 2019. Depuis, tout un écosystème a pris vie, de la production à la distribution.

LE RÉSEAU RÉGIONAL

8 STATIONS
de distribution en
Occitanie pour les
véhicules lourds

L

a Région Occitanie a inauguré deux sites importants pour la construction d'un écosystème consacré à l'hydrogène vert.

La première station de production et de distribution en zone aéroportuaire d'Europe, située à l'aéroport de Toulouse-Blagnac, a ainsi été ouverte le 4 décembre 2023 par la société HyPort, détenue par Engie Solutions et l'agence régionale de l'énergie et du climat Occitanie (Arec). HyPort utilise l'électricité produite par la ferme agrivoltaïque de Fanjeaux, dans l'Aude (11), et par des barrages hydroélectriques pyrénéens pour alimenter deux stations de distribution. L'une en zone aéroportuaire, pour avitailler les tracteurs d'avions et des groupes électrogènes. L'autre se trouve juste à côté de la première, mais en dehors de la zone aéroportuaire. Elle va assurer, dans un premier temps, la recharge de cinq bus à hydrogène, opérés par Transdev, dont trois navettes qui transportent les passagers vers les avions et les parkings.

Quelques jours plus tard, à une trentaine de kilomètres au nord-est de Toulouse, un autre site de production d'hydrogène vert a été inauguré dans la commune de Bessières (Haute-Garonne). Ce site est détenu à 80 % par la société Lhyfe et à 20 % par l'Arec Occitanie. Deux tonnes de gaz sortiront chaque jour de ce site dans des conteneurs pour alimenter des stations de distribution de la région. Un second site de production s'est installé à Port-la-Nouvelle (Aude) avec la société Qair, d'une capacité de production à terme de 16 tonnes par jour. En Occitanie, il existe désormais huit stations de distribution pour que les véhicules lourds parcourent le territoire. **①**

Baptiste Clarke



Visionnez

en scannant
ce code ou sur :
www.aenv.fr/43111



ACTUALITÉS

— L'année 2024 devra apporter des réponses sur l'économie de l'hydrogène vert pour rassurer les acteurs et assurer la concrétisation des projets. Reste en effet à créer les conditions de son adoption comme solution de décarbonation compétitive.

ENJEU

L'INDUSTRIE FACE À UN PARI AUX MULTIPLES INCONNUES

Après l'euphorie, l'attentisme ? Alors que de nombreux pays ont placé l'hydrogène vert au cœur de leur stratégie de décarbonation et qu'une multitude de projets ont été annoncés tout au long de la chaîne de valeur, la filière connaît pour-

tant un ralentissement. La crise énergétique, l'inflation et des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement ont remis en question la rentabilité de certains investissements et questionné la compétitivité de la solution hydrogène, dans l'industrie mais aussi dans la mobilité. « Cet environnement économique difficile va désormais mettre à l'épreuve la détermination des développeurs d'hydrogène, et aussi celle des décideurs politiques, à mener à bien les projets planifiés, analysait Fatih Birol, directeur de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), lors de la publication de l'édition 2023 de sa revue « Global Hydrogen Review », fin septembre. *De plus grands progrès sont nécessaires en matière de technologie, de réglementation et de création de la demande pour garantir que l'hydrogène décarboné puisse réaliser son plein potentiel* », poursuivait-il. L'AIE a appelé ainsi à la mise en place rapide de mécanismes de soutien public pour encourager

la production, mais aussi le développement des usages. Et apporter l'éclaircie attendue par de nombreux acteurs.

L'industrie plutôt frileuse

En France, la stratégie nationale entend décarboner certains secteurs industriels grâce à l'hydrogène vert. Il s'agit d'abord de remplacer ce gaz produit à partir de combustibles fossiles, mais aussi de miser sur des ruptures technologiques pour répondre aux forts besoins en chaleur du secteur.

À la demande du Gouvernement, les différentes filières, réunies au sein de comités stratégiques, ont évalué leurs besoins en hydrogène bas carbone d'ici à 2030. Au total, entre 690 000 et 870 000 tonnes seraient nécessaires à cet horizon, soit des besoins en deçà des pre-

mières estimations. La raison ? Une certaine frilosité liée aux coûts de production et à un impératif de compétitivité, dans des secteurs soumis à une forte concurrence internationale. Quel que soit le domaine, les mêmes arguments sont avancés : coût, compétitivité, risque de délocalisation... « *Le temps technologique n'est pas le même que celui des impératifs climatiques* », avançait également

« Il va falloir qu'on invente un mécanisme complémentaire pour permettre à l'électrolyse de l'eau d'être compétitive »

PHILIPPE DARMAYAN
Mission ministérielle sur les
contrats à long terme d'électricité

LES BESOINS EN H₂ VERT

Entre

690 000 et
870 000

TONNES d'ici à 2030

La stratégie nationale entend décarboner certains secteurs industriels grâce à l'hydrogène vert.

420 GW de production d'ici à 2030 ?

— Selon les chiffres de l'AIE, fin 2022, la capacité mondiale de production d'hydrogène par électrolyse était de 700 mégawatts (MW). Elle a atteint 1 100 MW en octobre 2023. La Chine représente à elle seule la moitié des volumes supplémentaires. Des volumes qui devraient encore significativement augmenter par la suite. L'AIE a dénombré 420 GW de projets annoncés d'ici à 2030 (dont 6,5 GW en France), les trois quarts à partir d'énergies renouvelables et un quart à partir de fossiles, avec captage et stockage de carbone (CSC). Ce qui pourrait représenter, si tous ces projets se réalisent, une production annuelle d'hydrogène bas carbone de 38 millions de tonnes. En un an, les coûts de production de l'hydrogène vert ont augmenté de 30 à 65 %, indique l'Hydrogen Council dans une note publiée en décembre. La raison ? Des dépenses d'investissements et un coût du capital plus élevé, des énergies renouvelables plus coûteuses.

ACTUALITÉS



© LUBO WANKO - STOCK.ADOBE.COM

L'industrie pourrait se tourner vers l'importation d'hydrogène vert pour obtenir des prix plus bas.

► l'un des représentants de l'industrie, lors de la présentation des feuilles de route de décarbonation de l'industrie fin novembre 2023. Se pose également la question des volumes d'hydrogène produits et de leur horizon : sur les 6,5 gigawatts attendus par la stratégie française en 2030 (et 10 GW en 2035), seulement 2,5 GW seraient réellement engagés aujourd'hui. Résultat : pour diviser par deux ses émissions en dix ans, l'industrie mise d'abord sur la capture et le stockage (CSC) du CO₂ (8 MtCO₂eq), puis sur la biomasse (7,1 MtCO₂eq) et enfin sur l'hydrogène (5,5 MtCO₂eq).

Le prix du nucléaire sera déterminant

Sur l'hydrogène vert, « la question du prix de l'électricité est centrale, analyse Emmanuelle Wargon, présidente de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La réforme du marché européen de l'électricité a pour but de donner de l'espace économique aux énergies renouvelables et de permettre d'avoir un marché avec une part de long terme plus importante », notamment à travers le développement des contrats pour différence (CFD) et des contrats d'achat direct (PPA).

La France s'est également battue bec et ongles pour que l'hydrogène produit à partir d'électricité nucléaire soit reconnu comme hydrogène décarboné et bénéficie des mêmes soutiens que l'hydrogène vert. « Les trois quarts du coût de l'électrolyse, c'est l'électricité. D'où l'importance de la reconnaissance du nucléaire et d'un cadre renégocié post-2025 avec EDF », expliquait Agnès Pannier-Runacher, encore ministre de la Transition énergétique, devant les représentants industriels.

Cependant, les premières annonces autour de la mise sur le marché à 100 % du nucléaire après 2025 (et la fin de l'Arenh¹) et d'un prix plafond à 70 euros le mégawatt-heure (MWh) n'ont pas été de nature à rassurer les acteurs. « Sur cette question, on est sur un angle mort. De façon opérationnelle, 70 €/MWh ne sera d'aucune utilité et ne permet en aucun cas à l'hydrogène vert de trouver sa place. Mais les annonces gouvernementales prévoient des contrats à long terme : cela devrait

améliorer la profondeur du marché », estime Philippe Darmayan, ancien président d'ArcelorMittal, chargé de la mission ministérielle sur les contrats à long terme d'électricité. L'État a en effet donné six mois à EDF et aux gros consommateurs d'électricité pour s'entendre sur des contrats de ce type. « L'idée fondamentale est de "dérisquer" un peu et d'arriver à donner de la visibilité et de la stabilité aux prix de l'électricité », indique Emmanuelle Wargon.

Mais de nombreuses questions restent en suspens. « Nous avons besoin d'investissements : pas plus de 2,5 GW de production d'hydrogène sont engagés en France aujourd'hui. Il va falloir que les projets se lancent et que certains prennent le risque. Or les contrats pour différence requièrent une avance très importante à EDF, qui ne peut être financée que par la qualité financière des projets. Très peu de projets hydrogène y répondent. [...] Il va falloir qu'on invente un mécanisme complémentaire pour permettre à l'électrolyse de l'eau d'être compétitive, comme des solutions sur le carbone évité... », analyse Philippe Darmayan. Le coût du CSC pourrait également être un déterminant dans l'avancée, ou non, des projets hydrogène.

Des aides à la production

Pour l'heure, la France et l'Union européenne ont mis en place des mécanismes de soutien à la production. En novembre 2023, une première enchère a été lancée par la Banque européenne d'investissements (BEI), avec une enveloppe de 800 millions d'euros, pour soutenir une première salve de projets. Ceux-ci bénéficieront d'une prime verte afin d'assurer, sur dix ans, un prix de l'hydrogène produit en deçà de 4,50 euros le kilogramme (1,50 €/kg pour l'hydrogène produit par vaporeformage). « Mais ce mécanisme ne soutient que les projets d'électrolyse à partir d'électricité renouvelable », regrette Philippe Boucly, président de France Hydrogène.

La France doit, de son côté, lancer un premier appel d'offres, début 2024, pour soutenir, au total, 1 GW de production. Les projets bénéficieront d'un soutien à ►

« La question du prix de l'électricité est centrale »

EMMANUELLE WARGON
CRE

3 QUESTIONS À...

Comment Endress+Hauser se positionne sur le marché de l'hydrogène



— Leader mondial de l'instrumentation de mesure et de solutions d'ingénierie pour les process industriels, Endress+Hauser, qui a fêté ses 70 ans en 2023, propose des solutions sur la qualité gaz et le comptage pour toute la chaîne de valeur de l'hydrogène.

Avec **CLAUDE SCHELCHER**, chef de marché énergie et transition énergétique chez Endress+Hauser.

Q Quelle est la valeur ajoutée d'Endress+Hauser sur le marché de l'hydrogène ?

C.S. : Nous sommes présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène : de la production à la distribution, et jusqu'à l'utilisation finale. Nous fournissons diverses mesures d'instrumentation pour surveiller et sécuriser les process industriels : pour le débit, la pression, la température, le niveau, l'analyse liquide ou encore l'analyse de gaz. Pour simplifier l'utilisation côté clients, nos capteurs sont également intégrés dans des solutions packagées. Le tout est mis en service, maintenu et étalonné par nos 50 techniciens répartis un peu partout en France. Ils permettent d'assurer un accompagnement sur l'ensemble du cycle de vie de nos produits et l'installation complète des clients.

Q Lorsque l'on parle d'hydrogène, la qualité gaz est un paramètre important pour certaines applications. Quels produits innovants proposez-vous ?

C.S. : L'hydrogène a diverses applications, dont les piles à combustible, qui nécessitent un hydrogène d'une très grande pureté (99,9 %). En effet, une impureté d'eau ou d'oxygène peut entraîner de la corrosion, et donc détériorer les installations et composants. Endress+Hauser dispose de deux produits très innovants pour la mesure de traces d'eau (l'analyseur

J22 - technologie TDLAS brevetée) et celle de traces d'oxygène (l'OXY5500 - technologie QF). Ces mesures continues optiques en temps réel permettent de garantir les livraisons de gaz et éliminent les litiges. La disponibilité maximale des analyseurs et la faible maintenance vont considérablement réduire les coûts d'exploitation de l'installation.

Q Le comptage de l'hydrogène est une thématique importante, quelles sont les solutions d'Endress+Hauser ?

C.S. : Le comptage est un point essentiel sur toute la chaîne de valeur de l'hydrogène. Sur la partie débitmètre, pour l'hydrogène ou le mélange d'hydrogène, Endress+Hauser dispose de 5 technologies – le Coriolis, le Vortex, l'Ultronique, le Massique thermique et le Delta P – en fonction de l'application et du besoin du client. Qu'il s'agisse de précision, de certification, de contraintes d'installation ou de budget, l'objectif est de proposer le meilleur choix sans compromis. Pour l'aspect comptage, nous proposons aussi un ensemble de mesures complet intégrant le débitmètre, le capteur de pression, la sonde de température et le calculateur, le tout respectant les spécificités réglementaires locales.



www.fr.endress.com/fr

Endress+Hauser 
People for Process Automation

ACTUALITÉS

► l'investissement, mais aussi à la tonne produite « pour ramener le prix à la tonne dans une zone compétitive », explique Emmanuelle Wargon. Dans les deux cas, ces mécanismes seront revus et réajustés si nécessaire, après ces premières sessions pilotes. Les prix de production dépendront également des volumes produits. Devraient ainsi cohabiter des projets plus ou moins importants, plus ou moins chers. « Le prix n'est pas forcément le même selon l'application. Au stade où l'on est, il faut regarder le niveau de compétitivité relative par activité : ammoniac, acier, mobilité... », estime l'ancien P-DG d'ArcelorMittal. Je vois un marché relativement flexible avec de petits projets locaux sur la mobilité à des niveaux de prix plus élevés que pour l'industrie ». Pour la mobilité en effet, l'hydrogène viendra concurrencer des combustibles aux prix particulièrement élevés. Les tensions sur ce paramètre seront certainement moindres.

Et les importations?

L'industrie pourrait, de son côté, choisir de se tourner vers l'importation d'hydrogène vert pour obtenir des prix plus bas. « L'hydrogène est un des sujets sur lequel on a le plus de dispersion sur les trajectoires que l'on peut prendre », analyse Thomas Veyrenc, qui a piloté les travaux de RTE sur les Futurs énergétiques 2050. Le gestionnaire de réseau de transport d'électricité a revu à la hausse les besoins d'électricité nécessaires à une production nationale d'hydrogène (65 TWh d'électricité en 2035 pour produire 1,5 Mt d'hydrogène), mais souligne les incertitudes : « Nous avons également inclus des analyses qui montrent la possibilité et la compétitivité des imports d'hydrogène ou de dérivés d'hydrogène, sur lesquels il y a une compétition internationale

ou intra-européenne plus forte. » Selon l'Hydrogen Council (groupement d'entreprises favorables à l'hydrogène), d'ici à 2030, un facteur quinze pourrait s'appliquer entre les prix les plus bas et les plus élevés. La raison ? Le coût et les volumes de l'électricité renouvelable selon les régions mais aussi, et surtout, le niveau du soutien public. Ainsi, les États-Unis font aujourd'hui la course en tête grâce à leur loi « Inflation Reduction Act ». D'ici à 2050, l'Hydrogen Council prédit un aplanissement de ces différences, avec un prix qui pourrait se situer entre 1,50 et 3,50 dollars le kilo d'hydrogène.

Mais d'ici là, de nombreux arbitrages devront être faits. Que l'on mise sur une forte production nationale, des importations importantes ou un mix des deux, la question des coûts du transport, de la distribution et du stockage doit être abordée. Des travaux sont en cours sur ces sujets. Ils devront éclairer sur les coûts de ces infrastructures, leur horizon, mais aussi leur régulation. « Si la seule option d'approvisionnement en hydrogène décarboné est une importation à des coûts de transport élevés, certaines industries pourraient être tentées de délocaliser vers des pays où produire de l'hydrogène vert sera moins coûteux », prévient l'Institut Montaigne.

Les conditions nécessaires à l'émergence d'un marché international doivent également être créées. Lors de la COP 28, à Dubaï fin 2023, trente pays se sont engagés sur la reconnaissance mutuelle des certificats d'hydrogène propre et sur l'élaboration d'une norme internationale pour les technologies de l'hydrogène. ①

Sophie Fabrégat

1. Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

2,5 GW

engagés sur les 6,5 GW attendus en 2030 (et 10 GW en 2035)

Les prix de production de l'hydrogène vert seront liés aux prix de l'électricité.



3 QUESTIONS À...

VEGA fournit des capteurs de pression adaptés à l'hydrogène



— Le spécialiste de la mesure de pression et de niveau pour l'industrie de process (chimie, énergie, traitement de l'eau...) propose désormais des capteurs dédiés aux spécificités de la mesure d'hydrogène.

Avec **GUY DEIBER**, responsable Marketing Produits chez VEGA

Q Quelles sont les particularités d'une mesure de pression sur de l'hydrogène ?

G. D. : Les ions hydrogène sont très petits et parviennent facilement à se diffuser à travers les fines membranes métalliques « standards » utilisées dans les transmetteurs de pression. Des bulles d'hydrogène peuvent ainsi se former dans le liquide de remplissage présent derrière la membrane de mesure. Cela risque d'entraîner une dérive de la mesure, et indiquer de mauvaises valeurs. Dans certains cas, extrêmes, la membrane peut aller jusqu'à se dilater vers l'extérieur et finalement se fissurer. Pour rappel, ces mesures de pression sont effectuées à différents stades dans la chaîne de production – et jusqu'à la distribution – de l'hydrogène. Elles sont indispensables.

Q Y a-t-il des recommandations de construction des capteurs de pression pour l'hydrogène ?

G. D. : Il est impératif d'utiliser des cellules de mesure insensibles à la diffusion. Ainsi, pour les applications au-delà de 100 bar, VEGA propose des capteurs à jauge de contrainte. Ils sont dotés de cellules sèches et soudées (sans liquide de remplissage), conçues avec une membrane en alliage de cobalt-chrome, qui va rempla-

cer les membranes métalliques. Grâce à son excellente résistance et son imperméabilité, les mesures de pression sont fiables et toujours exactes. Pour les applications en deçà de 100 bar, un transmetteur de pression avec une cellule de mesure céramique, exempte d'huile, est une solution adaptée. L'hydrogène ne pourra pas se diffuser à travers la membrane céramique.

Q Quel est le retour d'expérience de VEGA sur les applications hydrogène ?

G. D. : Nous travaillons depuis 2017 avec un grand fabricant de stations de distribution hydrogène, qui dispose d'environ 25 stations en France, et notamment des stations « compactes », intégrant dans un seul ensemble le stockage, la compression, la distribution et l'interface Homme Machine. Elles peuvent distribuer un maximum de 100 kg d'hydrogène en une journée. Ce client est très satisfait des capteurs VEGA, et confirme leur durabilité et leur fiabilité. Nous travaillons aussi sur des mesures de niveau par radar dans les électrolyseurs, même si aujourd'hui cela reste en France à l'état de projets.



www.vega.com

VEGA

ACTUALITÉS

ÉTUDE

HYDROGÈNE VERT

LA MOLÉCULE INDISPENSABLE POUR DÉCARBONER L'INDUSTRIE ?

À la vue des investissements prévus, 2024 sera peut-être l'année de l'hydrogène « vert » en France. Négawatt et Solagro alertent néanmoins sur l'importance de donner la priorité pour son utilisation à la décarbonation de l'industrie.

Q

uelle place prendra l'hydrogène dans l'économie française d'ici à 2050? C'est à cette question que les associations Solagro et Négawatt ont souhaité répondre, avec pour focus le rôle que jouera la molécule à l'heure de la décar-

bonation de l'industrie. Selon les données fournies par une étude de février 2023 pour l'Agence de la transition écologique (Ademe), la France consomme, à l'heure actuelle, 922 000 tonnes d'hydrogène par an, soit environ 36 térawattheures (TWh). Cet hydrogène est majoritairement considéré comme étant auto-produit, étant donné qu'il est le coproduit de procédés industriels comme le vaporéformage de gaz naturel, du méthane (CH_4) d'origine fossile, ou le raffinage du pétrole, dont le secteur est essentiellement autoconsommateur. Ce dernier capte un peu moins de 60 % de l'hydrogène consommé en France. Il émet

donc, inexorablement, la plus grande part des 10 millions de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone ($\text{MtCO}_2\text{e/an}$) rejetées chaque année par la production d'hydrogène en France.

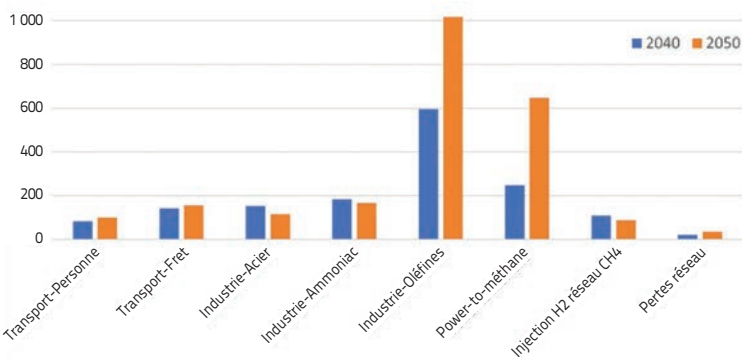
Trois secteurs industriels se partagent l'hydrogène restant : la production d'ammoniac (NH_3), destiné à la fabrication d'au moins 80 % des engrais azotés minéraux pour l'agriculture (25 %) ; la production d'oléfines formant la base chimique de nombreux composants plastiques (éthylène, propylène, etc. : 10 %) ; et la production d'acier (1 %). « *L'hydrogène est avant tout un vecteur non énergétique, une matière première pour l'industrie, et non un vecteur énergétique de stockage ou de mobilité*, souligne Simon Métivier, chargé de projets chez Solagro. *C'est dans ce secteur, déjà formé à maîtriser la molécule, qu'il faut donner la priorité à sa décarbonation et aux efforts de développement.* »

Or, la stratégie actuelle de développement de l'hydrogène « vert » – aussi bien européenne que française – ne s'oriente pas suffisamment vers cette optique. « *Sur les 76 projets importants d'intérêt commun (Piiec), financés par la Commission européenne à hauteur de 10 milliards d'euros, moins d'une dizaine cible directement l'industrie* », évoque par exemple Stéphane Signoret, membre de l'association Négawatt. Ce dernier craint que l'Europe, et avec elle la France, finisse par importer de l'hydrogène renouvelable pour satisfaire ses besoins de décarbonation industrielle. « *Nous passerions alors d'une dépendance aux énergies fossiles à une autre à l'hydrogène, certes vert mais produit à l'étranger.* »

Trois secteurs industriels à réformer

Pour s'en affranchir, la réponse des deux experts est claire : recourir à l'électrolyse de l'eau à partir d'un mix électrique alimenté à 100 % par des énergies renouvelables. Leur solution s'appuie, en cela, sur

La demande en hydrogène vert par secteurs industriels



Source : Négawatt

le scénario de Négawatt, publié en 2021, pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

En premier lieu, pour le secteur de l'acier, deux changements doivent s'opérer. D'une part, la filière doit recourir davantage à la production d'acier recyclé en four électrique à partir de ferraille (soit passer de 33 à 80 % dans la production totale d'acier). D'autre part, elle doit remplacer ses hauts-fourneaux, gourmands en coke de charbon, par une technologie de réduction directe du minerai de fer à partir d'hydrogène renouvelable. Le consortium à la manette du projet Gravithy, une future aciérie à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), en fait notamment le pari. Négawatt et Solagro chiffrent la ressource hydrogène nécessaire à cette filière à 115 000 tonnes par an d'ici à 2050, grâce à l'équivalent de 1,7 gigawatt (GW) d'électrolyseurs. Concernant la production d'oléfines, les deux

experts tablent, là encore, sur une réduction de la demande de 30 % d'ici à 2050, à mesure que le tout-plastique disparaît. Un pari technologique est aussi à mener : remplacer le vapocraquage du naphta, un coproduit du raffinage du pétrole, par un processus d'hydrogénation employant du CO₂ et de l'H₂, pour donner du méthanol, essentiel aux oléfines. Au moins 14,8 GW de puissance seraient nécessaires pour produire le million de tonnes d'hydrogène « vert » demandé d'ici à 2050. « *Mais pour cela, il faudrait également une fourniture en CO₂ non fossile, ou biogénique, d'au moins 7,5 millions de tonnes par an, à partir de la méthanisation ou de la pyrogazéification* », explique Simon Métivier. S'agissant de la production de NH₃, la vision partagée par Négawatt et Solagro est uniquement compatible avec une transition agricole accomplie. « *En ayant* ▶

L'essentiel de l'hydrogène consommé en France l'est par l'industrie.



ACTUALITÉS

▷ notamment recours à une meilleure rotation des cultures intégrant des légumineuses plus à même de capter l'azote de l'air, et en valorisant davantage les engrais de ferme issus de la méthanisation, l'économie pourrait s'affranchir d'une grande part d'engrais azotés – au moins la moitié – et donc d'ammoniac », résume Simon Métivier, en se référant au scénario Afterres2050 de Solagro (conduit sur la base du scénario de Négawatt). De 240 000 tonnes d'hydrogène consommées par an, la filière n'en nécessiterait ainsi plus que 166 000 dans trente ans. Les deux associations chiffrent alors le besoin en électrolyseurs à 2,4 GW. Le chimiste autrichien Borealis s'y est déjà engagé sur son site alsacien d'Ottmarsheim (Haut-Rhin) (lire encadré p. 34).

De gros besoins en électricité

Au total, ces trois secteurs industriels pourraient avoir besoin d'environ 1,3 million de tonnes d'hydrogène vert par an en 2050, sur un total estimé de 2,3 millions de tonnes tous usages confondus - soit une multiplication par 2,5 des besoins actuels. Une telle consommation industrielle s'appuierait sur au moins 19 GW d'électrolyseurs, contre 13 mégawatts (MW) installés à la fin de l'année 2022. Cette production représenterait « le premier poste de consommation d'électricité », avec 66 térawatt-heures (TWh) sur les 535 TWh de consommation totale projetée dans le scénario de Négawatt. Elle constituerait plus de la moitié de la puissance cumulée en électrolyse : 33 GW, consommateurs de 115 TWh au total. Dans le scénario des deux associations, l'hydrogène « vert » contribue également à produire davantage de méthane non fossile (par méthanation) et à satisfaire des besoins de stockage et de flexibilité du réseau. Les deux experts assurent, par ailleurs, qu'une production de la fameuse molécule par électrolyse de l'eau ne mobiliserait que 3 % des consommations en eau douce utilisées actuellement par les secteurs de l'industrie et de l'énergie en France. « D'autant que certains procédés, comme la production d'oléfines, rejettent et réutilisent même de l'eau, remarque Simon Métivier. Et la majorité des sites industriels (concernés par le besoin en électrolyse) se trouvent près du littoral. On peut alors imaginer, à l'extrême, le développement de prélèvements d'eau de mer. »

« Nos politiques sont ambitieuses, mais elles sont encore trop peu concrétisées »

STÉPHANE SIGNORET
Négawatt

Concrétiser l'ambition

Néanmoins, comme l'attestent Négawatt et Solagro, ce n'est pas une simple question de quantité. Le tout est de savoir à quoi l'hydrogène « vert » produit – en admettant que les ambitions seront satisfaites en temps et en heure – servira. Pour Stéphane Signoret, « c'est l'heure des choix », car les enjeux sont risqués. La France doit d'abord définir son futur mix énergétique. Les perspectives exposées par les deux associations s'appuient uniquement sur une électricité 100 % renouvelable en 2050 et une « politique de sobriété structurelle » touchant autant à l'énergie et à l'agriculture qu'au modèle même de consommation. Ce que la planification convenue par le président Emmanuel Macron n'entend pas exactement réaliser. Sur le plan énergétique, celle-ci privilégie notamment la construction d'un mix électrique porté en bonne partie par l'énergie nucléaire. Or « la production d'énergie nucléaire favorise une décarbonation par l'électrification directe et non pas une massification de la production d'hydrogène renouvelable, autant du point de vue de la flexibilité que de sa consommation dans l'industrie », comprend l'expert de Solagro.

Se pose également la question de l'intérêt économique de la décarbonation pour les industriels concernés. « Sans les inciter économiquement, (ces derniers) ne troqueront pas un hydrogène "gris", fossile et moins cher, pour un hydrogène "vert", plus cher », insiste l'expert de Négawatt. Pour inverser la balance, les deux associations appellent le Gouvernement à développer, d'une part des outils fiscaux avantageux, comme l'instauration d'une TVA réduite sur l'acier décarboné ou un soutien à l'accès à du CO₂, ainsi que de nouveaux modèles de contractualisation susceptibles de sécuriser l'approvisionnement en hydrogène renouvelable pour les industriels. D'autre part, elles l'invitent à formuler des « budgets matière » pour valoriser

l'hydrogène renouvelable en tant que matière première « verte » destinée à décarboner l'industrie, en plus des budgets carbone qui figureront dans la prochaine Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3). Et Stéphane Signoret de constater : « Nos politiques sont ambitieuses, mais elles sont encore trop peu concrétisées. » ①

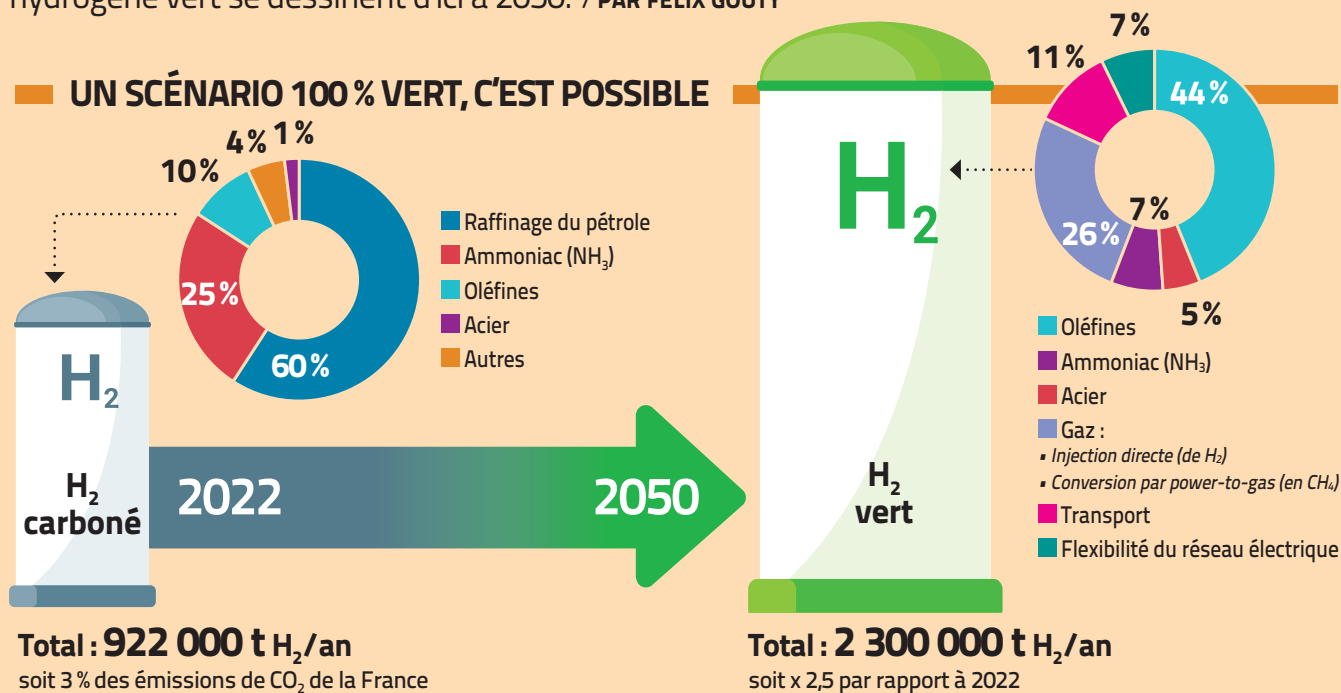
Félix Gouty

L'HYDROGÈNE DANS L'INDUSTRIE FRANÇAISE : UNE PLACE À CONQUÉRIR

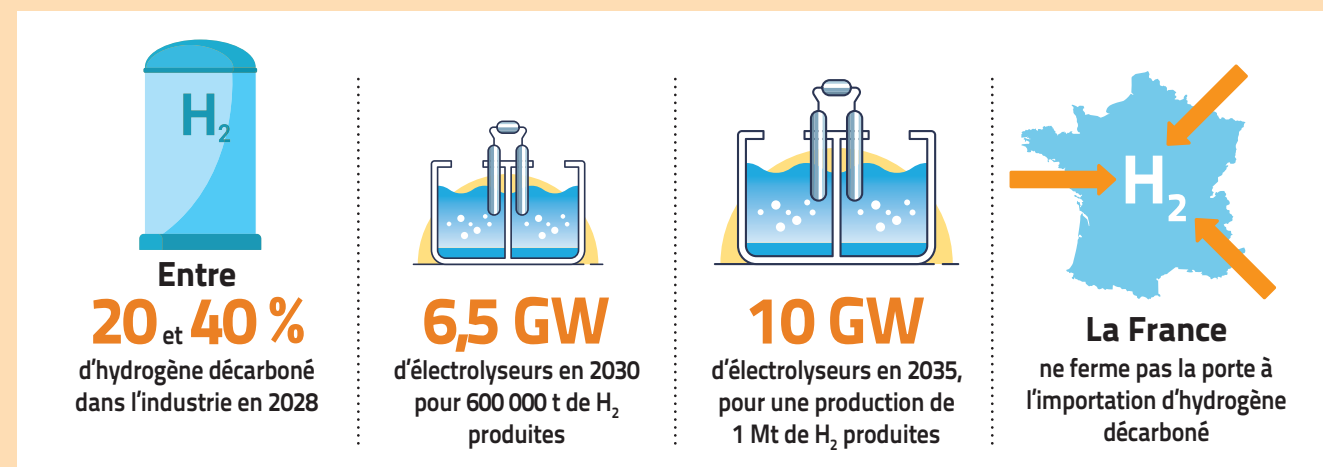


— Verdir les usages industriels actuels : c'est la première étape vers une industrie décarbonée avant le déploiement de nouveaux usages de l'hydrogène. Les scénarios 100 % hydrogène vert se dessinent d'ici à 2050. / PAR FÉLIX GOUTY

UN SCÉNARIO 100 % VERT, C'EST POSSIBLE



CE QUE PRÉVOIT LA STRATÉGIE NATIONALE HYDROGÈNE



ACTUALITÉS

AVIS D'EXPERT

LA FILIÈRE HYDROGÈNE OFFRE DÉJÀ DE NOMBREUSES OPPORTUNITÉS D'EMPLOIS, IL FAUT LES FAIRE CONNAÎTRE



© ACTU-ENVIRONNEMENT.COM

— Afin d'honorer les projets et les promesses d'emplois associées, la filière hydrogène doit s'organiser pour faire évoluer les offres de formation et leur donner la visibilité nécessaire. Un point capital selon **Inès Taoufik**, chargée de mission chez France Hydrogène et référente compétences-métiers-formation.

L

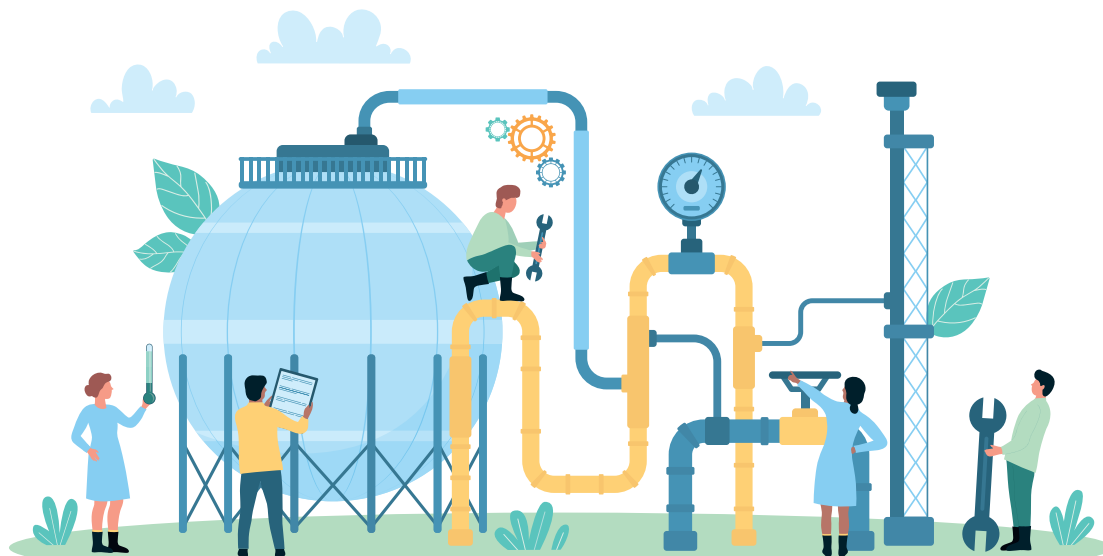
a filière hydrogène est en fort développement, le secteur est en pleine industrialisation et les acteurs recrutent ! La dynamique se traduit au niveau des chiffres : de 3 500 emplois directs en 2021, nous sommes passés à 5 800 en 2022 et à 6 400 selon notre tout dernier recensement¹. Côté offres d'emploi, 6 800 offres liées à l'hydrogène étaient recensées en 2022, soit une augmentation de 77 % par rapport à 2019. L'étude DEF'Hy² a permis d'analyser plus précisément cette dynamique industrielle et de dégager trois phases temporelles qui vont correspondre à des pics de recrutement sur les profils attendus à l'horizon 2030 :

● **2023-2025** : L'innovation et le développement des projets nécessiteront de faire appel très majoritairement à des

ingénieurs et des développeurs d'affaires (80 %) aux niveaux de qualifications élevés (bac +5), mais également à quelques métiers techniques qui interviennent dans cette phase de conception.

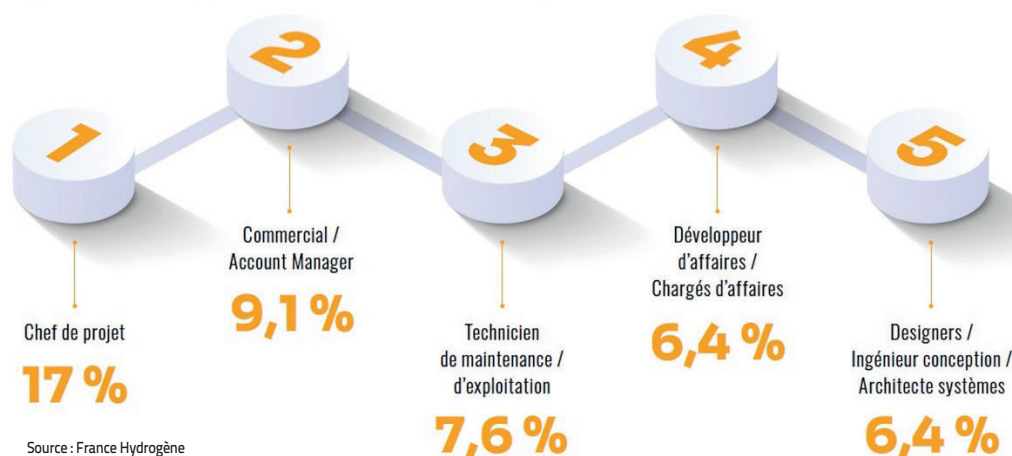
● **2026-2028** : Le démarrage et la mise en service des projets feront progressivement monter le besoin en techniciens jusqu'à 40 %, plus particulièrement pour la mobilité, à l'avant-garde du déploiement des projets (véhicules, stations).

● Enfin, la **période 2028-2030** sera celle de la stabilisation, avec une filière industrielle qui fera appel à 80 % de techniciens pour exploiter et maintenir ses installations avec des profils aux niveaux de qualifications moins élevés. Aujourd'hui, de nombreux projets hydrogène sont en phase de développement et le métier de chef de projet est naturellement



© FLASHCONCEPT - STOCKADOBEE.COM

TOP 5 DES MÉTIERS DE LA FILIÈRE HYDROGÈNE



Plus de

340

FORMATIONS
liées à l'hydrogène

le plus recherché, représentant 17 % de l'ensemble des offres d'emploi. Cette forte augmentation des embauches dans la filière hydrogène conjuguée à une pénurie de main-d'œuvre généralisée sur les filières industrielles engendrent déjà une tension qui concerne plus de 80 métiers de la filière.

Une offre de formation en pleine structuration

Les entreprises mettent en avant un besoin de connaissances spécifiques à l'hydrogène et à son écosystème, mais aussi de nombreuses compétences communes à l'industrie – auxquelles font déjà appel les filières des batteries et du nucléaire par exemple –, avec un besoin d'adaptation plus ou moins marqué aux particularités de l'hydrogène. Connaître les risques et la sécurité autour de l'hydrogène est prioritaire de la conception aux usages, notamment pour les nouveaux entrants de la filière. L'offre de formation est en développement et en pleine structuration pour répondre à ces besoins. Au moment de la publication de l'étude, nous avons recensé 216 formations – du module de sensibilisation aux formations connexes à l'hydrogène ou encore « cœur hydrogène »³. L'actualisation récente de notre recensement conduit à plus de 340 formations liées à l'hydrogène. Cette offre existe donc, mais elle souffre d'un défaut de visibilité et de lisibilité. En effet, 65 % des entreprises les jugent insuffisantes malgré leur nombre et leur diversité. Les modules de sensibilisation ou d'acculturation représentent 25 % de l'offre. Seules 35 % des formations sont certifiantes, ce qui témoigne d'une offre en construction. De plus, au vu des besoins indispensables pour les salariés évoluant dans un environnement hydrogène, l'offre de formation liée à la sécurité n'est pas suffisante.

Gagner en visibilité

Confrontée à une concurrence entre secteurs industriels, la filière hydrogène fait face à des tensions sur l'ensemble des métiers de sa chaîne de valeur. Elle doit anticiper et se montrer innovante pour sécuriser les talents dont elle a besoin dès

aujourd'hui. La filière va devoir mieux anticiper les besoins de main-d'œuvre, et elle a également besoin de visibilité. Elle doit renforcer son attractivité en faisant connaître ses opportunités d'intégrer une filière industrielle liée à la transition énergétique, son fort besoin de recrutement et les compétences auxquelles elle fait appel et pouvant ouvrir la voie à des reconversions d'emplois.

L'offre de formation en plein développement doit également gagner en lisibilité, pour les bénéficiaires comme pour les entreprises. Elle doit se structurer pour répondre aux besoins identifiés des industriels et à la montée en puissance prévue de la filière en développant les formations certifiantes, ou encore en mettant en place un label formation sécurité H₂, garantissant le niveau d'exigence pour un déploiement sûr des installations. Enfin, la filière devra favoriser les dynamiques territoriales en s'appuyant plus particulièrement sur les Régions afin de développer les compétences, en rapprochant les besoins des entreprises avec des compétences existantes au sein d'un bassin d'emplois pour coconstruire des parcours individualisés certifiants basés sur la transférabilité des compétences. L'ensemble des leviers doit être mis en œuvre rapidement pour répondre aux besoins des acteurs industriels de la filière hydrogène, ce qui permettra de tenir les promesses en termes de création et de conversion d'emplois. Avec plus de 100 000 emplois directs et indirects estimés dans cette filière stratégique à l'horizon 2030, l'enjeu est à la fois technologique, industriel, économique et social. ①

Inès Taoufik,
référente compétences-métiers-formation
chez France Hydrogène

1. Enquête France Hydrogène 2023.

2. Les partenaires du projet DEFHy - France Hydrogène, l'Afpa, EIT InnoEnergy, France Travail, RCO-le Réseau des Carif-Oref et Adecco Digital France – ont publié, le 14 septembre 2023, les résultats du diagnostic et de l'analyse réalisés sur les compétences, métiers et formations de la filière hydrogène afin de pouvoir anticiper et accompagner la montée en puissance des industriels de la filière.

3. Classification proposée dans le cadre de l'étude pour apporter de la lisibilité à l'offre de formation.

Hydrogen

CAPTEURS DE PRESSION POUR APPLICATION HYDROGÈNE



NHT 8250

- EC79
- 0 à 1050 bars (nombreuses plages au choix)
- Précision 0,3 ou 0,5% au choix
- Version ATEX zone 2 prochainement

www.trafag.com/H72338



EXNT 8292

- EC79
- 0 à 1000 bars (nombreuses plages au choix)
- ATEX zones 0, 1, 2
- Précision 0,3 ou 0,5% au choix

www.trafag.com/H72329

CAPTEURS DE TEMPERATURE POUR APPLICATION HYDROGÈNE



Par ailleurs, TRAFAG propose de nombreux autres produits en pression, température et niveau, dont :

- Des versions avec homologations ferroviaires et navales
- Des versions ATEX
- Des versions AGRO et PHARMA (certifications 3A, EHEDG, MOCA ou FDA)

Pour tout renseignement, merci de nous contacter sur trafagfr@trafag.com - www.trafag.com/fr

trafag
sensors  controls

2

TECHNIQUE

Afin de répondre aux attentes de l'industrie, les fournisseurs de technologies innovent pour accueillir l'hydrogène dans les process. De la production à la consommation, les verrous technologiques sautent un par un.



26 L'ÉLECTROLYSE, UNE TECHNOLOGIE À LA HAUTEUR DES ENJEUX ?

Les objectifs de production d'hydrogène électrolytique à l'horizon 2030 sont ambitieux. Chaque technologie aura son rôle à jouer.



28 COMMENT LA SIDÉRURGIE COMPTE APPRIVOISER L'HYDROGÈNE

Plusieurs grands industriels se sont engagés dans cette voie, malgré les écueils à surmonter.



38 VALLOUREC MISE SUR UN STOCKAGE VERTICAL ENTERRÉ

Le spécialiste des solutions tubulaires inaugure un démonstrateur de stockage enterré d'hydrogène gazeux.

TECHNIQUE

ENJEU

L'ÉLECTROLYSE, UNE TECHNOLOGIE À LA HAUTEUR DES ENJEUX ?

— Les objectifs de production d'hydrogène électrolytique à l'horizon 2030 sont ambitieux. Pour les atteindre, chaque technologie aura son rôle à jouer.

En ouverture de la conférence annuelle de France Hydrogène le 7 décembre, le président Philippe Boucly fait part d'un constat : aujourd'hui en France, 300 MW d'électrolyse sont en exploitation, en construction, ou font l'objet d'une décision finale d'investissement. Et 6500 MW sont

visés sur le territoire français à l'horizon 2030. « Sur le plan mondial, 700 MW d'électrolyseurs sont en fonctionnement, c'est 20 % de plus qu'en 2021 et deux fois plus qu'en 2020 », rappelle Julie Mougin, chargée des technologies hydrogène au CEA. La pente de la courbe est forte. C'est pourquoi je pense que l'objectif à 2030 est ambitieux, mais réaliste. » Mathieu Marrony, chef de groupe à la R&D d'EDF, rappelle que sa bonne tenue dépendra « de la capacité technique des industriels à honorer la production d'hydrogène attendue ». Au cœur de cette capacité se trouve la question des types d'électrolyse, ainsi que des procédés de fabrication, des typologies d'application et des rendements associés.

Une montée en puissance multifactorielle

Trois technologies se partagent aujourd'hui le marché de l'électrolyse : l'électrolyse alcaline; l'électrolyse à membrane échangeuse de protons, toutes deux fonctionnant à basse température avec de l'eau

liquide; et l'électrolyse à oxydes solides, fonctionnant à haute température avec de la vapeur d'eau. Chacune a ses avantages et ses inconvénients.

L'électrolyse alcaline est une « cousine de l'électrolyse chlore-soude, utilisée depuis presque cent ans », rappelle Julie Mougin. Son rendement varie entre 60 et 70 %. Elle concerne 60 % des déploiements mondiaux d'électrolyseurs à des fins de production d'hydrogène,

et bénéficie donc de retours d'expérience conséquents, notamment en Chine. Ce qui – on l'imagine – suscite la confiance chez les investisseurs, comme chez les exploitants. Selon Mathieu Marrony, c'est grâce à cette technologie que les objectifs de production à 2030 seront atteints. D'autant plus que depuis les années 2010, une deuxième génération d'électrolyseurs alcalins bénéficiant « d'une montée en pression plus performante et d'une meilleure densité de courant » est arrivée sur le marché.

« Cette génération sera fondamentale pour atteindre les objectifs du plan international Net Zero à l'horizon 2050 », explique-t-il.

L'électrolyseur à membrane échangeuse de protons, grâce aux propriétés électrochimiques intrinsèques de ces matériaux, permet d'opérer à des densités de courant plus élevées, réduisant ainsi l'empreinte au sol de son infrastructure. Son rendement est supérieur à 70 %. Ce type d'électrolyseur peut moduler sa puissance de consommation d'électricité, pour produire de l'hydrogène au moment opportun. Cette caractéristique en fait le candidat parfait à « un couplage avec une production résultant d'énergies renouvelables, dont on connaît les enjeux en matière de stockage », insiste Julie Mougin. Une technologie qui semble pertinente sur le territoire européen au regard du mix énergétique qui transite par ses réseaux et du déploiement des énergies renouvelables soutenu par les législations française et européenne. Son inconvénient reste la teneur en métaux nobles contenus dans les catalyseurs. À ce sujet, Julie Mougin alerte sur les projections à 2030 de développement de ce type de technologie et des piles à combustible. « Ces électrolyseurs pourraient nécessiter entre 35 et 50 % de la demande mondiale en iridium. »

ÉLECTROLYSE ALCAINE

60 %

des déploiements mondiaux pour la production d'H₂



© CEA

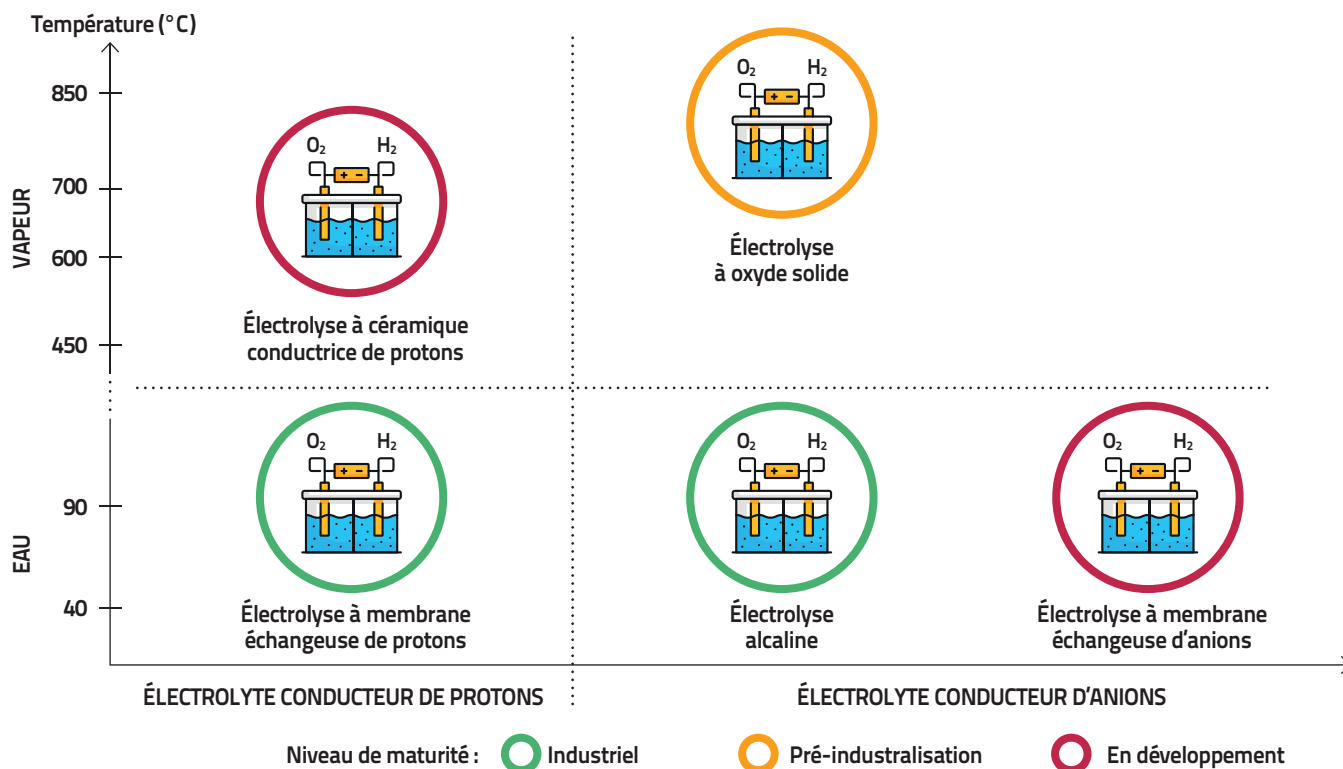
« L'objectif à 2030 est ambitieux, mais réaliste »

JULIE MOUGIN, CEA

L'hydrogène vert n'existe pas !

— Vert, bleu, blanc... La classification par couleurs des typologies d'extraction de l'hydrogène est « un peu trop segmentée et pas assez précise », estime Julie Mougin. C'est pourquoi, à la suite du vote de la loi Énergie-climat en 2019, une nouvelle classification a émergé : renouvelable, bas carbone, carboné, coproduit, autoconsommé. Une classification reprise dans les instances européennes. Par exemple, les deux intrants de l'hydrogène électrolytique sont l'eau et l'électricité. Si l'électricité est issue de l'énergie renouvelable, on considère que l'hydrogène est renouvelable. Si l'électricité est nucléaire, on considère qu'il est bas carbone.

LES DIFFÉRENTS TYPES D'ÉLECTROLYSE DE L'EAU ET LEUR NIVEAU DE MATURITÉ



Enfin, l'électrolyse à haute température réalisée à partir de vapeur dispose d'un rendement de 84 %, bien meilleur que les deux autres types, car « il y a besoin de moins d'énergie pour casser la molécule de vapeur que pour casser la molécule d'eau liquide », explique Julie Mougin. Elle est actuellement en déploiement sur deux sites : une unité de 2,6 MW dans une raffinerie à Rotterdam (Pays-Bas) ; et une unité de 4 MW en Amérique du Nord sur un site de la Nasa. « Cette technologie est idéale pour les sites industriels bénéficiant de chaleur fatale et souhaitant décarboner leurs procédés en utilisant l'hydrogène », poursuit la chargée des technologies hydrogène. Mathieu Marrony indique que « le niveau de maturité de cette technologie n'est pas assez élevé pour atteindre à lui seul les objectifs 2030 ». Dans sa stratégie nationale, la France souhaite réfléchir au couplage de l'électrolyse haute température et de la chaleur des centrales nucléaires. Le Gouvernement a d'ailleurs missionné EDF, le CEA et l'entreprise Genvia afin que tous travaillent sur les verrous technologiques « pour un déploiement en synergie avec les réacteurs nucléaires modulaires et les futurs EPR2, attendu en 2035 ».

Des technologies émergentes

La recherche autour des technologies d'électrolyseurs fait par ailleurs émerger des modèles

intéressants, comme l'électrolyse Aemel (*Anion Exchange Membrane Electrolyser*, ou électrolyseur à membrane échangeuse d'anions). Hybride entre l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à membrane échangeuse de protons, la technologie Aemel combinera « les avantages d'une technologie utilisant une membrane pour résoudre des problèmes de fuites constatés en milieu liquide alcalin avec des matériaux moins chers et moins fournis en métaux nobles », explique Mathieu Marrony. Au stade préindustriel, cette innovation bénéficie pour l'instant de réalisations concrètes portées notamment par le fabricant allemand Enapter sur plusieurs dizaines à plusieurs centaines de kilowatts.

Autre exemple encore au stade de la recherche et développement : l'électrolyseur dit PCCCEL (*Protonic Ceramic Cell Electrolyser*, ou électrolyseur de cellules en céramique protonique). Il fonctionne avec de la vapeur à une température de 400 à 700 °C et produit de l'hydrogène pur. Mais Julie Mougin indique que « cette technologie doit encore être travaillée pour améliorer le rendement et la stabilité des matériaux, avant qu'un passage à l'industrialisation ne soit envisagé ».

Guénolé Boillot-Defremont



© EDF

« La deuxième génération d'électrolyseurs alcalins sera fondamentale pour atteindre les objectifs du plan international Net Zero à l'horizon 2050 »

MATHIEU MARRONY, EDF

COMMENT LA SIDÉRURGIE COMPTE APPRIVOISER L'HYDROGÈNE

— Complémentaire au recyclage et au captage du CO₂, l'utilisation d'hydrogène vert est l'une des voies identifiées pour décarboner la sidérurgie. Plusieurs grands industriels se sont engagés dans cette voie, malgré les écueils à surmonter.

Courant novembre, les représentants des 50 sites industriels les plus émetteurs de gaz à effet de serre (GES) en France ont signé avec l'État un contrat de transition écologique (CTE) dans le cadre duquel ils s'engagent collectivement à réduire leurs émissions d'au moins 45 % à l'horizon 2030, soit 22 millions de tonnes équivalent CO₂ (MtCO₂eq). Ces sites représentent 60 % des émissions de l'industrie française, et 12 % des émissions totales de la France.

Sur cette liste des sites les plus émetteurs, la sidérurgie domine les autres secteurs de la tête et des épaules : avec respectivement 12 millions et 7,6 millions de tonnes de CO₂ émises en 2019, les aciéries ArcelorMittal de Dunkerque (59) et de Fos-sur-Mer (13) arrivent loin en tête du palmarès établi par les services de l'État en avril 2023 – l'écart est important avec la raffinerie TotalÉnergies de Normandie (76), pourtant sur la troisième marche du podium avec 2,3 millions de tonnes émises.

Les enjeux de décarbonation sont donc majeurs pour la sidérurgie, qui a identifié trois leviers principaux pour se rapprocher de la neutralité : développer le recyclage de l'acier ; passer à l'hydrogène ; capter le CO₂ résiduel pour le stocker ou le réutiliser.

La fin des hauts-fourneaux ?

Des projets se déploient pour accroître significativement les quantités d'acier recyclé en Europe. La filière du recyclage (44 % de la production en 2021, selon Eurofer), qui refond la ferraille dans des fours

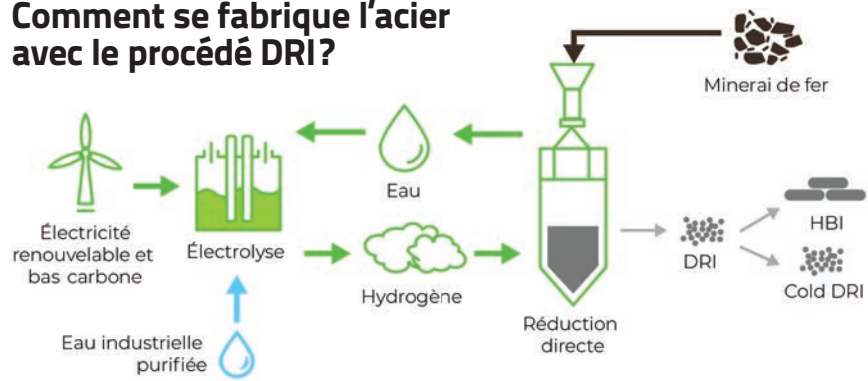
à arc électrique, émet en moyenne à l'échelle européenne 0,4 tonne de CO₂ par tonne (tCO₂/t) d'acier produite, indique une note de l'Institut français des relations internationales (Ifri) publiée en janvier 2023. C'est certes bien peu comparativement à l'autre filière de production, dite « filière fonte », qui affiche pour sa part un bilan moyen de 1,9 tCO₂/t d'acier. Pour autant, impossible de produire de l'acier uniquement à partir de ferrailles : d'une part, les gisements ne sont pas illimités ; d'autre part, cette matière première dite secondaire ne permet pas de réaliser toutes les qualités d'acier – elle convient surtout à la fabrication de produits longs.

Il faut donc s'attacher à faire évoluer la filière fonte (ou BF-BOF), par nature très émettrice de GES. Actuellement majoritaire en Europe (56 % de la production en 2021, selon Eurofer), cette filière, que l'on dit aussi « intégrée », consiste à fondre le minerai de fer (oxydes de fer) grâce à la chaleur dégagée par la combustion du coke. L'opération se déroule dans les hauts-fourneaux (*blast furnace* ou BF), et fournit la fonte (fer métallique) qui sera transformée en acier dans un convertisseur à oxygène (*basic oxygen furnace*, BOF).

L'hydrogène pour quoi faire ?

Un autre procédé permettrait de réduire ces émissions de plus de 95 % : l'utilisation d'hydrogène bas carbone ou décarboné pour réaliser une réduction directe du minerai de fer (DRI). La production d'acier couplant unité de DRI fonctionnant au gaz naturel avec un four à arc électrique (DRI-EAF) émet déjà ▶

Comment se fabrique l'acier avec le procédé DRI?



La future usine Gravity sera implantée en zone industrialo-portuaire à Fos-sur-Mer, près de l'aciérie Ascometal et face à l'aciérie ArcelorMittal.

— L'usine Gravity de Fos-sur-Mer utilisera l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau comme agent réducteur pour transformer le minerai de fer en fer métallique, sous forme de billes (DRI) ou de briquettes (HBI). Dans la fabrication de l'acier, ce fer pré-réduit peut remplacer

la fonte produite dans les hauts-fourneaux grâce à la combustion du coke, très émissive de CO₂. « Chez Gravity, explique le COO Camel Makhloufi, la réduction ne se fait ni par le coke ni par le monoxyde de carbone, mais par l'hydrogène : dans la tour, on fait se rencontrer

à contre-courant le minerai de fer arrivant par le sommet du four, et l'hydrogène injecté par des tuyères. L'hydrogène réduit le minerai de fer en fer métallique en produisant de l'eau, à une température qui varie selon les volumes mais ne monte généralement pas au-delà de 900 °C. »

© GRAVITY

LA SIDÉRURGIE, CHAMPIONNE DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN FRANCE (chiffres 2019)

12 Mt de CO₂
pour l'aciérie
ArcelorMittal de
Dunkerque (59)

7,6 Mt de CO₂
pour l'aciérie
ArcelorMittal de
Fos-sur-Mer (13)

TECHNIQUE

▷ « 0,55 tCO₂/t d'acier (soit une réduction de 67 % par rapport aux meilleures technologies BF-BOF disponibles : 1,64 tCO₂/t d'acier) », indique la note de l'Ifri. « Avec l'hydrogène bleu [dihydrogène produit par vaporeformage du méthane adjoint d'une capture du dioxyde de carbone produit lors de l'opération, n.d.l.r.], ces émissions peuvent être réduites à 0,11 tCO₂/t d'acier (- 93 %), à comparer à 0,05 tCO₂/t d'acier (- 97 %) dans le cas du DRI-EAF utilisant [de l'hydrogène issu] exclusivement des énergies renouvelables », poursuit le document.

Les projets fleurissent

Plusieurs sidérurgistes ont d'ores et déjà annoncé des projets de décarbonation, dont la plupart privilégient la voie associant H₂-DRI-EAF : c'est le cas d'ArcelorMittal en Allemagne (Brême), en Belgique (Gand), en Espagne (Gijón) et en France (Dunkerque), mais aussi de Salzgitter et Dillinger en Allemagne, de Tata Steel Netherlands (TSN) aux Pays-Bas, de Liberty Steel en Roumanie... Dans un certain nombre de ces projets, les sidérurgistes indiquent que leur unité de DRI fonctionnera dans un premier temps au gaz naturel, afin de contourner les risques liés à la disponibilité en hydrogène à court terme. De fait, rappelle l'Ifri, « les unités de DRI modernes sont flexibles et capables d'utiliser le gaz naturel et l'hydrogène dans des proportions pouvant varier de 0 à 100 % ». Reste que le gain en matière de décarbonation ne sera réel qu'avec l'utilisation d'un hydrogène « propre », c'est-à-dire « vert » (produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable) ou « bas carbone/décarboné » (électrolyse de l'eau avec de l'électricité nucléaire ou reformage du gaz avec CCS à condition que les exigences de production bas carbone définies par l'Europe soient respectées).

La Suède aux avant-postes

En 2021, le projet suédois Hybrit¹ a ouvert la voie avec la livraison test au groupe Volvo des premières tonnes d'acier produites au monde via la voie DRI utilisant de l'hydrogène renouvelable. En Suède toujours, la start-up H₂ Green Steel ambitionne, quant à elle, de produire 5 millions de tonnes (Mt) d'acier vert par an à l'horizon 2030 sur le site de Boden – une usine intégrée composée d'un électrolyseur, d'une usine de DRI et d'une aciérie équipée de fours à arc électrique. Comment expliquer ce dynamisme suédois ? « La Suède a des éléments structurels très proches de ceux de la France avec un mix électrique décarboné, le recours massif au nucléaire, un potentiel hydroélec-



« Notre usine devrait consommer entre 10 et 15 tonnes d'hydrogène par heure »

CAMEL MAKHLOUFI,
Gravithy

trique très élevé, des énergies renouvelables, avance Camel Makhloufi, chief operating officer (COO) de Gravithy, qui porte un gigantesque projet de production de DRI à Fos-sur-Mer (13). D'où ces projets de décarbonation utilisant l'hydrogène issu de l'électrolyse (...). Dans leur ambition, ces deux projets (Hybrit et H₂ Green Steel) sont similaires à celui de Gravithy. »

En France, un projet pharaonique

Créée mi-2022, la société Gravithy² entend construire dans les Bouches-du-Rhône une usine capable de produire 2 Mt par an de DRI avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec une électricité fortement décarbonée – celle du réseau électrique français. À ce jour, le plus gros module de production de DRI au monde assure une production de 2,5 Mt par an. Il fonctionne au gaz naturel. Gravithy deviendrait ainsi « le premier pure player du DRI marchand », indique Camel Makhloufi, la première entreprise dont la vocation industrielle serait uniquement de produire et de vendre du DRI décarboné » à destination de sidérurgistes cherchant à électrifier leur process. Compte tenu des projets annoncés par ces aciéristes, a calculé le directeur des opérations de Gravithy, « les volumes nécessaires dans un futur proche s'élèvent en Europe à plusieurs dizaines de millions de tonnes par an ».

Une capacité d'électrolyse record

Alimentée par le réseau électrique, cette giga-usine aurait une capacité d'électrolyse de l'eau comprise entre 700 et 900 MW, soit « un ensemble de trente à cinquante modules de 10 à 20 MW disposés sur le site, interconnectés, avec chacun sa propre électronique et un système de traitement des eaux unique pour l'ensemble de l'usine », explicite Camel Makhloufi.

À titre de comparaison, rappelle le COO de Gravithy, « le plus gros électrolyseur en fonctionnement aujourd'hui en Europe doit faire une vingtaine de mégawatts. (...) Le plus gros de l'histoire (167 MW) était opéré en 1929 en Norvège ».

Les chiffres donnent le tournis. « Notre usine devrait consommer entre 10 et 15 tonnes d'hydrogène par heure, détaille encore Camel Makhloufi. C'est énorme. Le stockage que l'on imagine sur site serait au maximum de 45 tonnes (...), soit à peu près trois heures de fonctionnement assurées. » Autant dire, une paille. « Le principe de notre usine, justifie le directeur des opérations, c'est un fonctionnement en base load, un

3 QUESTIONS À...

Watèa by Michelin lance son offre hydrogène pour les professionnels



— L'opérateur de mobilité accompagne les professionnels engagés dans la décarbonation de leur flotte de véhicules. Une offre tout-en-un d'hydrogène bas carbone est ainsi proposée depuis décembre à tous les clients Watèa. Elle s'adresse à tous les segments.

Avec **PIERRE-YVES LE BERRE**, vice-président marketing et stratégie, cofondateur de Watèa by Michelin.

Q Quelle est la place de l'hydrogène dans l'électrification des flottes de véhicules professionnelles ?

P. Y.L-B. : Selon l'Agence internationale de l'énergie, le nombre de véhicules à pile à combustible en circulation à travers le monde a augmenté de l'ordre de 40 % en 2022. La place de l'hydrogène est donc grandissante, même si bien sûr pour le moment les véhicules hydrogène sont minoritaires par rapport aux électriques et aux thermiques. Mais justement, face à la massification des utilitaires électriques – et à l'engorgement des réseaux et infrastructures que cela entraîne inéluctablement – l'hydrogène devient une solution indispensable. Elle est complémentaire à l'électrique et va permettre aux professionnels d'être toujours plus flexibles et de ne pas faire face à des ruptures opérationnelles.

Q Quels sont les avantages offerts par la mobilité hydrogène pour les professionnels ?

P. Y.L-B. : Ils sont nombreux. La recharge est très rapide, autour de cinq-six minutes, pour 400 kilomètres d'autonomie (contre 200 en véhicules électriques à batterie). On se rapproche donc des usages du thermique. L'entretien, comme sur l'électrique, est très facile. Les premiers secteurs de professionnels intéressés sont les véhicules d'intervention et de dépannage et la livraison, puisqu'ils ont besoin d'aller

toujours plus vite. Mais l'hydrogène fonctionne avec différents types de véhicules et va s'avérer pertinent pour des trajets plus longs et ainsi intéresser les segments de la construction. La transition vers une mobilité décarbonée doit concerner toutes les filières.

Q Comment Watèa by Michelin accompagne-t-il les professionnels dans leur transition vers l'hydrogène ?

P. Y.L-B. : Nous avons lancé en décembre une offre hydrogène bas carbone tout-en-un comprenant véhicules à hydrogène, solutions de recharges, maintenance & assistance 24/7, et des services digitaux. Dans son abonnement, l'offre intègre l'accès aux subventions européennes, nationales ou régionales, dont celles de l'Ademe et de la Région Auvergne-Rhône-Alpes. Watèa se charge de toutes les démarches auprès des organismes dédiés. Dans la continuité de sa mission de décarbonation, Watèa a fait le choix de proposer à ses clients l'avitaillement par de l'hydrogène renouvelable et bas carbone. Cette nouvelle offre s'inscrit pleinement dans le cadre de la nouvelle stratégie hydrogène en matière de décarbonation du transport fixée récemment par la France.



www.watea.green/fr/

WATÈA
by Michelin

TECHNIQUE

▷ *fonctionnement avec un "profil plat" pendant plus de 8000 heures, avec une connexion au réseau stable, un apport en électricité stable. (...) Dans notre stratégie, nous avons prévu d'installer des buffers (tampons) pour donner une certaine flexibilité à l'usine et au réseau électrique. Néanmoins, notre volonté de faire du stockage n'est pas liée au fonctionnement nominal de l'usine, mais à la possibilité de lui fournir une certaine flexibilité ainsi qu'au réseau en cas de stress, par exemple de forte demande. »*

Beaucoup d'électricité

Les quantités d'électricité requises sont aux dimensions du projet... 8 à 9 TWh par an, là où la production annuelle de l'EPR de Flamanville est attendue à 13 TWh ! Autrement dit, la réussite du projet dépend en partie de la mise à disposition d'une électricité bas carbone en quantité suffisante et à un coût acceptable. « *En Europe, seules la France et la Suède ont les fondamentaux structurels pour produire de l'hydrogène bas carbone à très grande échelle, observe Camel Makhloufi. Cette production n'est par exemple pas possible en Espagne, qui est pourtant, selon un industriel, le golden kid des EnR, avec beaucoup d'énergie solaire et éolienne... Il faut faire tourner les électrolyseurs 8000 heures par an. Au mieux entre le photovoltaïque et l'éolien, vous avez un taux de charge de 50 à 55 %. Ça veut dire qu'il manque 40 % pour assurer les opérations. Et sans nucléaire, qu'il faut utiliser des centrales à gaz à cycle combiné, ou du stockage souterrain. Pour l'instant, l'Espagne ne dispose pas de ce type d'infrastructures tampons pour combler le down time sans renouvelable. Ou alors il faut un foisonnement exceptionnel de renouvelables, comme en Suède où il y a énormément d'hydroélectricité. »*

Le minerai de fer utilisé comme intrant (pellets d'environ 2 cm de diamètre) ressortira de la tour de réduction sous forme de pellets d'environ 1,3-1,4 cm de diamètre. Ces billes de fer (DRI) pourront être vendues directement sous cette forme aux aciéristes, ou bien sous celle de petites briquettes de 10 cm de long, 5 cm de large et 3 cm d'épaisseur (HBI).

Un défi industriel et financier majeur

La note de l'Ifri ne dit rien d'autre : « *Au-delà des problèmes de disponibilité et de coûts, l'intermittence de la production d'hydrogène basée sur le solaire ou l'éolien requiert des moyens de stockage pour exploiter les unités de DRI sur une base continue. (...) Sur le moyen terme, l'approvisionnement en hydrogène en quantités suffisantes nécessitera l'intégration des installations dans les réseaux d'hydrogène régionaux, nationaux et européens, mais la réglementation et l'infrastructure ne font qu'émerger. »* En témoigne la construction d'un réseau de transport d'hydrogène entre la Moselle et la Sarre, annoncée mi-décembre. D'une longueur de 91 km dont 51 km en France, cette canalisation reliera la plateforme chimique de Carling-Saint-Avold (Moselle) aux aciéries SHS de Dillingen et Völklingen (Sarre). Elle devrait être opérationnelle mi-2027. En résumé, comme l'indique l'Ifri, « *la mise en place des capacités gigantesques d'électrolyseurs, d'éoliennes, de parcs solaires, de lignes à haute tension, de chaînes d'approvisionnement international en hydrogène, etc. »* pour décarboner la sidérurgie « *reste [donc] un défi industriel et financier majeur* ». ①

Christine Lairy

1. Le projet Hybrit a été lancé en 2016 par trois industriels suédois : le sidérurgiste SSAB, le producteur de minerai de fer LKAB, et l'énergéticien Vattenfall. Il consiste à élaborer une technologie (Hybrit) destinée à remplacer le charbon à coke, traditionnellement utilisé dans la fabrication de l'acier à partir de minerai de fer, par de l'électricité et de l'hydrogène entièrement décarbonés.

2. L'actionnariat de Gravity se compose de six membres : EIT InnoEnergy ; Engie New Ventures ; groupe Idec ; Plug ; Primetals Technologies (groupe MHI, pour Mitsubishi Heavy Industry) ; Forvia (Faurecia fusionné avec Hella).



© GRAVITY



© GRAVITY

AVIS D'EXPERT

IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE ET DE SES DÉRIVÉS : LES ENJEUX POUR LA FILIÈRE FRANÇAISE



© FRANCE HYDROGÈNE

— La filière de production française est-elle menacée par les importations d'hydrogène dont l'Europe pourrait avoir besoin ? Pas vraiment, répond **Pierre Laboué**, responsable des relations internationales de France Hydrogène, qui a réalisé une méta-analyse des rapports publiés sur le sujet.

Le développement de l'hydrogène intervient dans un contexte globalisé. En effet, plus de 50 pays ont publié une stratégie ou un plan hydrogène. Plusieurs d'entre eux se positionnent comme des exportateurs à l'international, alors que certains ont annoncé avoir des besoins d'importations comme l'Allemagne, le Japon, ou encore la Corée du Sud. Dans ce contexte, les contours d'un futur commerce mondial de l'hydrogène commencent à se dessiner.

Nous avons voulu analyser l'état actuel des connaissances et des projections sur la compétitivité, la disponibilité et la temporalité des importations d'hydrogène par rapport à une production domestique européenne et française. Nous avons donc réalisé une méta-analyse des rapports publiés sur le sujet par plusieurs organisations faisant référence dans leur domaine dont l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'Hydrogen Council, l'Irena, le Centre de recherche commun de la Commission européenne (JRC), Deloitte, ou encore l'institut de recherche allemand Fraunhofer. Cette comparaison nous a permis d'identifier les points de convergences et de divergences de ces modèles sur des aspects clés comme les coûts, les volumes, les géographies d'échanges à 2030 et 2050.

Une production européenne qui reste nécessaire

Parmi les enseignements de ce travail, il apparaît en premier lieu que les écarts de compétitivité-prix ne semblent pas de nature à remettre en cause la viabilité de la production d'hydrogène sur le sol européen.

En effet, la majorité des études technico-économiques référencées dans le cadre de notre travail convergent sur le fait que les importations par fret maritime d'hydrogène pur, liquéfié ou sous la forme d'ammoniac reconverti en hydrogène

seront plus coûteuses qu'une production domestique européenne d'hydrogène.

Les résultats sont moins homogènes en ce qui concerne le coût des importations par gazoduc vers l'Europe. L'AIE, Deloitte, l'Hydrogen Council et l'Irena estiment que ce mode d'approvisionnement sera moins onéreux que la production d'hydrogène en Allemagne (ou en Europe du Nord-Ouest pour l'AIE), tandis que le JRC et l'institut allemand Fraunhofer Cines indiquent l'inverse. C'est notamment le cas s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure de transport à financer et à amortir. En revanche, le coût des importations de produits dérivés (ammoniac, carburants de synthèse, méthanol, etc.) pourrait être inférieur à la production domestique allemande ou du nord-ouest de l'Europe. Mais dans ce cas, ce différentiel de prix demeurerait mesuré, de l'ordre de 10 à 30 %, (et non de 1 à 2 comme on peut parfois le lire) et il ne se matérialiserait qu'en 2050.

De plus, ces modèles technico-économiques projettent des scénarios de coût et non de prix des importations. Les pays exportateurs ne vendront pas aux Européens leurs molécules à prix coûtant. Les prix de marché auxquels les pays du Vieux Continent achèteront de l'hydrogène et des produits dérivés s'établiront en fonction de l'équilibre entre l'offre et la demande. En cas de déséquilibre, un fournisseur avec des coûts de production bas pourra ainsi vendre ses molécules à des prix élevés, en s'alignant sur les prix en Europe.

Des volumes importables limités jusqu'en 2040

Deuxièmement, les volumes d'hydrogène ou de produits dérivés exportés vers l'Europe risquent d'être très rares en 2030 et encore limités en 2040. Certes, de multiples projets

TECHNIQUE

► d'hydrogène et de ses dérivés, tournés vers l'exportation, sont annoncés dans le monde. Mais plus de 75 % des projets d'exportation annoncés à 2030 ne sont encore que des « concepts » sur lesquels un développeur de projet communique sans savoir si le projet est faisable. Environ 60 % des volumes tournés vers l'exportation à 2030 n'ont toujours pas de marché de destination.

Seuls trois projets d'exportation de molécules dans le monde ont atteint le stade de la décision finale d'investissement : le projet NEOM, en Arabie saoudite ; le projet Green Hydrogen and Chemicals SPC, à Oman ; et l'usine de CF Industries à Donaldsonville, aux États-Unis.

Si les délais de construction et de mise en opération à 2030 sont tenus, les volumes cumulés d'exportation de ces trois projets n'atteindraient pas 0,3 MteqH₂.

Les Européens devront se partager ces volumes avec le Japon et la Corée du Sud, qui cherchent eux aussi à sécuriser des approvisionnements à l'international. Pour finir, nous risquons d'être bien loin des 10 MteqH₂ d'importation envisagées par le plan REPowerEU à 2030.

Les limites du transport massif d'hydrogène

À l'échelle mondiale, le transport de l'hydrogène sous la forme d'ammoniac est l'option privilégiée pour 80 % des volumes d'exportation annoncés à 2040, d'après l'AIE. Si tous les projets d'exportation d'ammoniac décarboné se réalisaient, il faudrait tripler la flotte actuelle de transport. Or les chantiers navals capables de construire des transporteurs d'ammoniac de grande capacité sont peu nombreux et sont concentrés en Corée du Sud, au Japon et en Chine. De plus, de nombreux projets d'exportation d'ammoniac impliquent de construire de nouveaux ports en eaux profondes. Réaliser ces immenses chantiers à l'horizon 2030 semble difficile, alors que nous sommes déjà en 2024.

En Europe, l'importation d'hydrogène par gazoduc, d'Afrique du Nord, constituerait le mode d'approvisionnement le plus compétitif. Mais pour offrir le coût de transport le plus bas possible, un gazoduc doit être dimensionné pour les plus gros volumes possibles et utilisé le plus rapidement possible à pleine capacité. À titre d'exemple, Deloitte estime que l'infrastructure gazière reliant l'Algérie à l'Italie est dimensionnée pour une capacité de



Les importations par fret maritime d'hydrogène seront plus coûteuses qu'une production domestique européenne.

transport maximale de 6,17 MteqH₂ par an, tandis que l'infrastructure reliant le Maroc à l'Espagne disposerait d'une capacité de 4,80 MteqH₂ par an. Or, à l'heure actuelle, aucun pays d'Afrique du Nord n'apparaît en mesure de fournir de tels volumes d'ici à 2030 et l'avancement des projets en cours offre peu de certitudes pour 2040. De plus, hormis l'Allemagne, la demande européenne à l'autre bout du tube n'est pas encore assurée pour établir des contrats de long terme, caractéristiques des modalités commerciales de vente de gaz par gazoduc.

Les échanges intra-européens, un potentiel réaliste

Les projets d'échanges intra-européens paraissent plus avancés que l'import extra-européen. Le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène intra-européenne est plus accessible en raison de l'existence de zones de production et de consommation plus proches, avec des projets à des niveaux de certitude plus élevés, qui permettraient d'utiliser des infrastructures gazières à pleine capacité.

Plusieurs projets de conversion de segments des réseaux de transport de gaz naturel vers l'hydrogène sont en cours en Allemagne, aux Pays-Bas, en Belgique et en France. Ils devraient permettre de rendre les échanges intra-européens opérationnels dans des délais plus courts que les échanges extra-européens.

De plus, des différentiels entre le potentiel de production et de consommation entre pays européens apparaissent suffisants pour soutenir le développement de projets d'import-export. Selon le JRC, la part des échanges intra-UE représenterait 28 % de la consommation totale à 2050 et atteindrait 37 % pour les échanges intra-européens incluant la Norvège, la Suisse et les pays des Balkans. Si certains pays comme l'Espagne bénéficient d'un ensoleillement (ou d'un climat venté) compatible avec un scénario de coûts de production d'hydrogène renouvelable très compétitifs, l'Allemagne au contraire est souvent prise comme exemple opposé, avec des coûts de production domestique parmi les plus élevés d'Europe. La France se situe, elle, dans la moyenne européenne et apparaît plutôt comme un pays de transit, ce qui lui donnerait la possibilité de mutualiser les infrastructures de la dorsale européenne pour connecter ses propres bassins de consommation et de production.

Au vu des projections des modèles technico-économiques à 2030 et 2050 et du développement en cours des projets hydrogène dans le monde, la compétition des importations d'hydrogène extra et intra-européennes ne menace pas la viabilité d'une production domestique française. Ces importations permettraient au contraire de diversifier les modalités d'approvisionnement de l'économie hydrogène française. ①

Pierre Laboué,
responsable des relations internationales
de France Hydrogène

En Europe, l'importation d'hydrogène d'Afrique du Nord par gazoduc constituerait le mode d'approvisionnement le plus compétitif.

LE CHIFFRE

75 %

DES PROJETS
D'EXPORTATION
annoncés à 2030
ne sont encore que
des concepts



TECHNIQUE

INITIATIVE

LA ZONE INDUSTRIELLE DE CHALAMPÉ S'ÉQUIPE EN ÉLECTROLYSEURS

— L'installation d'une centrale d'hydrogène pour stockage et usage sur un site de production d'engrais n'est pas une mince affaire. Mais ses initiateurs espèrent convaincre les industriels voisins.

L'

utilisation d'hydrogène dans l'industrie se prépare dans le Bas-Rhin. À Chalampé, dans la zone industrielle spécialisée dans la chimie, Hynamics travaille à l'installation d'une station

de 50 mégawatts (MW) d'électrolyses pour produire de l'hydrogène destiné à une usine de production d'engrais détenue par le groupe LAT Nitrogen (ex-Borealis). Le projet de la filiale d'EDF, dont la réalisation est prévue à l'horizon 2026, permettrait de décarboner 15 % des besoins du site, selon les deux

partenaires. Les premières discussions remontent à 2021, mais le dossier nécessite encore la réalisation de plusieurs études d'ingénierie avant que la décision d'investissement soit prise, fin 2024. Une préparation de longue haleine.

De l'hydrogène sans changer le process

Depuis 1913, la production industrielle de l'ammoniac est réalisée grâce à la méthode dite Haber-Bosch. Elle consiste à récupérer l'azote de l'air et à le faire réagir avec de l'hydrogène pour obtenir de l'ammoniac. Pour produire cet hydrogène, on utilise traditionnellement la méthode dite du vaporeformage. « Des molécules de méthane sont craquées avec de la vapeur d'eau et la réaction chimique donne de l'hydrogène », explique Frédéric Hartmann, directeur de l'usine de production d'engrais. Les deux tiers du méthane sont utilisés comme matière première dans la production d'ammoniac, le reste est utilisé pour la combustion. » La méthode du vaporeformage souffre de son bilan carbone, même si « une partie du CO₂ est récupérée pour être utilisée dans l'industrie pharmaceutique et dans l'agroalimentaire », précise Frédéric Hartmann. La crainte du manque de gaz naturel consécutive aux conséquences du conflit en Ukraine s'y ajoutant, le directeur et son équipe ont décidé de se tourner vers l'hydrogène électrolytique.

Et l'eau dans tout ça ?

— Les installations de production et de stockage d'hydrogène sont classées au titre de la nomenclature des ICPE. C'est-à-dire qu'elles peuvent avoir des impacts et présenter des dangers pour l'environnement, notamment du fait de l'utilisation d'eau dans les électrolyseurs. Un sujet bien présent à l'esprit de Yann Kolasniewski, d'Hynamics, qui tient à préciser qu'« environ la moitié de l'eau utilisée pour le processus d'hydrogène électrolytique est rejetée ». Et d'assurer que « les études préliminaires incluront l'impact du projet sur le stress hydrique dans la région ». Frédéric Hartmann, de LAT Nitrogen, complète en indiquant « que la quantité d'eau utilisée dans le vaporeformage et celle dans la production d'hydrogène électrolytique pourraient en partie se compenser », en avouant toutefois ignorer dans quel sens va pencher la balance.

4300 TONNES

C'est la quantité d'hydrogène bas carbone que la station d'électrolyse de 30 MW produira par an



© LAT NITROGEN

Le site de production de LAT Nitrogen, sur la plateforme de Chalampé.

« Avec cette technologie, on ne sépare plus l'hydrogène du carbone, mais l'hydrogène de l'oxygène », souligne Frédéric Hartmann.

L'usine ne deviendra pas neutre en carbone pour autant. « 50 MW d'électrolyses couvrent 15 % de nos besoins en hydrogène. Pour les satisfaire totalement, il nous faudrait plus de 300 MW », explique Frédéric Hartmann. « Il y a des maillons du procédé de production de l'ammoniac dont le fonctionnement dépend des coproduits de la méthode de vaporeformage (comme la chaleur). Produire plus de 15 % de l'ammoniac avec de l'hydrogène électrolytique supposerait une complète réingénierie du processus industriel », ajoute Yann Kolasniewski, chargé du projet pour Hynamics. Ce qui n'est pas à l'ordre du jour.

Approvisionnement et raccordement sous contraintes

Si la taille du projet est actée, reste à finaliser d'autres pans d'ingénierie tels que le nombre et la taille des électrolyseurs, leur technologie et leur implantation : « Qu'ils soient de 1 ou de 5 MW chacun, il n'y a pas de limite technique à l'addition d'électrolyseurs, si ce n'est leur appairage en modules avec des mutualisations de composants à la clé, comme la déminéralisation de l'eau ou la purification de l'hydrogène ». Sur les 60 hectares que possède LAT Nitrogen, un tiers est occupé par l'usine. Si l'espace restant est

conséquent, Frédéric Hartmann indique néanmoins que « l'objectif est de minimiser l'empreinte au sol ». Un souhait qui influencera sûrement les partenaires dans le choix du type d'électrolyse à privilégier. Par exemple, si l'électrolyseur alcalin est la norme, celui à membranes échangeuses de protons engendre une empreinte au sol moindre.

Enfin, le secteur de la production d'ammoniac est réglementairement contraint à des arrêts périodiques pour requalifications d'équipements et mise en œuvre de nouvelles procédures liées à la sécurité. « Nous essayerons de mutualiser le raccordement de nos installations avec l'arrêt de production prévu en 2026 », prévoit Frédéric Hartmann.

Encourager l'effet boule de neige

Pour une entrée en service fin 2026, l'ingénierie du projet devrait être bouclée en 2024, selon les prévisions d'Hynamics. « Les délais de livraison d'un électrolyseur sont au moins de dix-huit mois », souligne Yann Kolasniewski. Ceux concernant l'instruction d'un projet soumis au régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) « de neuf à dix mois, selon Caroline Bisson, chargée du dossier pour la Dreal Grand Est. C'est en tout cas la première demande d'installation de production d'hydrogène électrolytique sur notre territoire ».

Avec une date de dépose du dossier aux services déconcentrés de l'État prévue en novembre prochain, le projet aura le temps de se faire connaître. D'abord aux salariés de l'usine, grâce à « des formations et informations », selon Frédéric Hartmann. Ensuite, aux trois autres sites consommateurs d'hydrogène fossile de la plateforme industrielle. C'est en tout cas l'ambition de Yann Kolasniewski, qui souhaite progressivement « passer du partenariat au consortium ». Une ambition qu'on imagine partagée par Frédéric Hartmann qui est membre d'une association, avec quelques industriels du secteur, pour pouvoir postuler à l'appel à projets zones industrielles bas carbone (Zibac) lancé par l'Ademe, et bénéficier ainsi de financements relatifs à la décarbonation. ①

Guénolé Boillot-Defremont



© LAT NITROGEN

« L'objectif est de minimiser l'empreinte au sol des électrolyseurs »

FRÉDÉRIC HARTMANN,
LAT Nitrogen



© HYNAMICS

« Produire plus de 15 % de l'ammoniac avec de l'hydrogène électrolytique supposerait une complète réingénierie du processus industriel »

YANN KOLASNIEWSKI,
Hynamics

TECHNIQUE

SUR LE TERRAIN

TURBINE INDUSTRIELLE UNE CONVERSION À L'HYDROGÈNE RÉUSSIE

— Produire de l'électricité grâce à une turbine fonctionnant à l'hydrogène vert : c'est désormais possible avec le démonstrateur Hyflexpower. Après trois ans à relever plusieurs défis technologiques, les tests sont concluants. Une première mondiale.

Produire de l'électricité sur un site industriel avec de l'hydrogène vert ? Le projet Hyflexpower l'a fait ! Une première mondiale avec un démonstrateur de cette taille, réussie en France,

sur le site du papetier Smurfit Kappa, à Saillat-sur-Vienne (Haute-Vienne). À la manœuvre ? Un consortium réunissant Siemens Energy, Engie Solutions, Centrax, ainsi que plusieurs centres de recherche et universités européens.

Lancé en 2020 dans le cadre d'un appel à projets européen, Hyflexpower cherchait à prouver la faisabilité du principe du « power-to-hydrogen-to-power », soit l'idée de transformer de l'électricité renouvelable en hydrogène vert pour la stocker, puis de la reconvertir en électricité via une turbine à gaz à usage industriel. Les défis techniques pour réussir le projet se sont concentrés sur la conversion d'une centrale de cogénération équipée d'une

turbine traditionnelle fonctionnant au gaz naturel vers une unité capable de produire, stocker et réutiliser de l'hydrogène, une molécule bien plus petite, légère et corrosive.

Une combustion sans oxydes d'azote

Premier défi à relever : la combustion de l'hydrogène. Ce n'est pas une nouveauté pour les turbines à gaz mais le fait d'utiliser 100 % d'hydrogène dans des turbines de pointe, dotées d'une technologie de combustion sèche, à faible taux d'émissions (DLE) présente des enjeux. Comparé au gaz naturel, l'hydrogène a une réactivité plus élevée, ce qui se traduit par des vitesses de flamme nettement plus rapides dans la zone de combustion. Cela force la flamme à se stabiliser plus près de la sortie du brûleur, là où le gaz en prémélange entre dans la zone de com-

Le démonstrateur du site de Smurfit Kappa à Saillat-sur-Vienne, vu du ciel.



« Nous comptons inscrire cette technologie au catalogue de turbines à gaz Siemens Energy d'ici à 2030 »

ERTAN YILMAZ,
directeur et coordinateur général
Hyflexpower chez Siemens Energy

bustion, ce qui peut entraîner une augmentation de la température et la production d'oxydes d'azote (NOx). La propagation de la flamme peut également provoquer une surchauffe et des dommages. « Ici, la technologie développée a permis d'opérer avec des mélanges de gaz naturel et d'hydrogène jusqu'à 100 % d'hydrogène, et de limiter les émissions de NOx en dessous de 30 mg/Nm³ [le seuil réglementaire, ndr] », se satisfait Gaël Carayon, directeur du projet Hyflexpower chez Engie Solutions.

Les équipes ont donc dessiné une nouvelle chambre de combustion capable de brûler de l'hydrogène et du gaz naturel. Ce nouveau design a été testé avec des mélanges progressifs jusqu'à atteindre 100 % d'hydrogène, avec des performances de fonctionnement similaires à celles du gaz naturel et sans besoin d'une technologie de traitement des oxydes d'azote. « Il nous reste à tester la turbine avec des changements rapides du mélange de combustible, des changements de charge de la turbine et le démarrage à l'hydrogène », précise Ertan Yilmaz, directeur et coordinateur général Hyflexpower chez Siemens Energy.

Un gaz explosif sous surveillance

Le second défi à relever a été le développement d'une station de mélange des gaz capable d'assurer un mélange bien proportionné, stable et homogène pour le bon fonctionnement de la turbine. Un élément important pour les sites industriels, qui pourront ainsi bénéficier d'une nouvelle technologie leur assurant un usage progressif de l'hydrogène. « Nous avons évalué et amélioré l'ensemble contenant la turbine à gaz, y compris de nouveaux détecteurs de flammes, pour garantir un fonctionnement sûr avec du gaz naturel et de l'hydrogène. Le module d'alimentation en carburant a également été adapté, avec un tuyau supplémentaire pour contrôler le débit volumétrique accru avec l'hydrogène », explique Ertan Yilmaz.

Mais le fil rouge de ce projet, le vrai défi technologique de la production à la combustion de l'hydrogène, ce fut la sécurité. Travailler avec de l'hydrogène sur un site industriel en activité et qui n'en utilise pas au quotidien a nécessité la mise en place de nombreux capteurs pour détecter les fuites à tous les niveaux. « L'hydrogène est une petite

molécule qui migre dans les matériaux et qui est corrosive. Le risque principal, c'est la fuite. On a donc choisi des installations avec des matériaux spéciaux, de limiter les raccords des tuyauteries et les volumes de stockage du gaz », explique Gaël Carayon. Sans oublier la mise en place de caméras à infrarouges pour détecter les feux d'hydrogène invisibles à l'œil nu. Ont été également ajoutés des détecteurs de gaz dans les parties fermées, comme dans la turbine et l'électrolyseur. L'ensemble de ces

systemes est coordonné automatiquement pour mettre l'installation en sécurité en cas d'incident majeur.

Un stockage sous haute sécurité

Le projet a été dimensionné pour limiter le volume de stockage d'hydrogène sur le site à une tonne, soit 57 m³ stockés à une pression de 200 bars dans plusieurs centaines de bouteilles en matériaux adaptés, et éviter ainsi le basculement vers le régime d'autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). « Nous avons réalisé des études de danger avec effets majorants. L'explosion de plus d'une tonne d'hydrogène aurait engendré des impacts en dehors du site », ajoute Gaël Carayon. Les assureurs du papetier ont d'ailleurs demandé la construction d'un mur en béton de 8 mètres de haut et de 25 mètres de long pour protéger le poste électrique de l'usine situé près du démonstrateur.

Avec toutes ces précautions, l'ensemble des tests a été réalisé sans aucun incident ou accident, se satisfaisant les deux partenaires. « Et on a montré que stocker les surplus d'énergie renouvelable sous forme d'hydrogène grâce au power-to-hydrogen-to-power, au lieu de les perdre, était possible avec quelques adaptations », se réjouissent-ils.

Pour Siemens Energy en tout cas, ce projet ouvre la voie à l'arrivée « en douceur » de turbine à hydrogène sur les sites industriels. « Nous comptons inscrire cette technologie au catalogue de turbines à gaz Siemens Energy d'ici à 2030 et également offrir des perspectives de modernisation des turbines à gaz Siemens Energy installées chez nos clients industriels, en leur offrant une solution de continuité sans rupture technologique », estime Ertan Yilmaz. **①**

LE SITE DE SMURFIT KAPPA EN CHIFFRES

ÉLECTROLYSEUR DE
1 MW

PRODUCTION D'HYDROGÈNE DE
16,4 kg/h

COMPRESSÉ À
35 bars
et purifié à 99,95 % d'H₂

STOCKAGE LIMITÉ À
1 tonne
soit 57 m³ à 200 bars

TURBINE DE
12 MWe

DURÉE DU PROJET
4 ans

COÛT
15,2 M€

Florence Roussel

TECHNIQUE



VALLOUREC

MISE SUR UN STOCKAGE VERTICAL AVEC SON DÉMONSTRATEUR DELPHY

— Le spécialiste des solutions tubulaires a inauguré son démonstrateur de stockage enterré d'hydrogène gazeux sur son site d'Aulnoye-Aymeries, dans le Nord. Avec des volumes de plusieurs dizaines de tonnes, Vallourec vise le marché industriel.

A

Après un an de recherche et développement et quelques mois de construction, la société Vallourec a inauguré, début décembre, un démonstrateur de stockage d'hydrogène sur son site nordiste d'Aulnoye-Aymeries. Ce spécialiste des solutions tubulaires sans soudure a naturellement misé sur son expérience pour concevoir une solution de stockage enterrée d'hydrogène gazeux sous pression (jusqu'à 500 bars).

Le démonstrateur prend donc la forme d'un assemblage de plusieurs tubes jusqu'à 12 mètres de longueur, enchâssés dans une colonne de béton d'une vingtaine de mètres (avec la possibilité de porter la profondeur à 100 mètres lors de prochains projets). La validation technologique de la solution couvre l'ensemble de la conception (excavation des terres, installation des tubes) et des conditions d'utilisation (tests de cycles de pression, tests d'étanchéité à l'hydrogène...), en se concentrant sur les risques propres à la molécule.

« Sur la base de nos travaux de R & D, menés dans le cadre du projet Hypster (stockage d'hydrogène dans des cavités salines), nous avons validé des matériaux résistants et des raccords étanches à l'hydrogène, explique Vincent Designolle, directeur de

l'activité hydrogène de Vallourec. Il a fallu adapter nos solutions et nos méthodes de test à l'hydrogène, une molécule plus petite que l'hélium, gaz qui nous servait à cela jusqu'à maintenant. »

Un stockage adapté à l'industrie

Avec cette technologie baptisée Delphy, Vallourec fait son entrée sur le marché du stockage de l'hydrogène, un enjeu majeur pour le déploiement de la filière. « L'hydrogène gris consommé aujourd'hui a de faibles besoins de stockage, ce qui ne sera pas le cas de l'hydrogène vert de demain. Son stockage permettra d'absorber les surplus d'énergies renouvelables, de servir à la flexibilité du réseau et, surtout, de faire le lien entre la production par électrolyse et les besoins de l'industrie », explique Vincent Designolle. C'est donc sur ce segment que Vallourec compte développer sa solution pour des stockages intermédiaires, entre plusieurs dizaines et jusqu'à 100 tonnes d'hydrogène, venant ainsi compléter les cavités salines, telles qu'envisagées dans plusieurs sites français et destinées à stocker plusieurs milliers de tonnes de gaz.

« Cette taille intermédiaire de stockage peut s'avérer bien utile pour optimiser le dimensionnement

Les tubes sont instrumentés pour en suivre le comportement.

100 MW

Ce sont les sites de production visés, soit 80 tonnes d'hydrogène par jour

et les profils de production des électrolyseurs, et les adapter aux usages industriels qui fonctionnent à régime constant », ajoute le spécialiste, touchant du doigt les enjeux d'une production d'hydrogène à coût modéré sachant que plus un électrolyseur tourne lorsque les prix de l'électricité sont bas, plus il produira un hydrogène économiquement intéressant. « On va par exemple viser des sites de production d'hydrogène au-delà de 100 MW d'électrolyse pour 80 tonnes de production par jour », précise le spécialiste.

Premier site attendu en 2025

La modularité de la solution de Vallourec, et sa compacité foncière par rapport au stockage par

rayonnages de bonbonnes, sont d'autres points forts pour répondre aux contraintes des industriels. Sans oublier l'aspect enterré qui améliore la sécurité. « Notre démonstrateur a été instrumenté avec des capteurs de fuite : capteur d'hydrogène, détection des ultrasons pour entendre les vibrations d'une fuite, détection infrarouge... La ventilation est assurée dans la partie supérieure du stockage pour éviter les atmosphères explosives. Enfin, un accès au réservoir est possible à tout moment pour assurer la maintenance », détaille Vincent Designolle. Cette innovation devrait trouver son marché à compter de 2025. ①

Florence Roussel



© PHILIPPE ZAMORA

« Cette taille intermédiaire de stockage peut s'avérer bien utile pour adapter les électrolyseurs aux usages industriels qui fonctionnent à régime constant »

VINCENT DESIGNOLLE,
directeur de l'activité hydrogène
au sein de Vallourec

Sécurisez votre chantier hydrogène

avec Kooi



REC

CNAPS N° AUT 054 2121 06 38 20220699866

L'autorisation d'exercice ne confère aucune prérogative de puissance publique à l'entreprise ou aux personnes qui en bénéficient.

KOOI
247kooi.com
UFO
Unit For Observation
KOOI

3 QUESTIONS À...

Comment Teréga développe des projets autour de l'hydrogène et du CO₂



— Pour accélérer la transition énergétique et renforcer le tissu industriel français, particulièrement du Sud-Ouest, Teréga, opérateur historique d'infrastructures de transport et de stockage de gaz, déploie des projets spécifiques autour de l'hydrogène et du CO₂.

Avec **ANTOINE CHARBONNIER**, responsable du pôle stratégie, innovation et développement chez Teréga.

Q Quels objectifs Teréga vise-t-il dans le développement de projets autour de l'hydrogène ?

A. C. : Teréga est opérateur d'infrastructures de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest. Nous projetons désormais nos compétences sur de nouveaux marchés : le biométhane, l'hydrogène et le CO₂. Ainsi, l'idée, dans le développement de projets, est de faire le lien entre l'offre et la demande. Pour les applications hydrogène – transport et stockage –, Teréga intervient à deux niveaux. D'une part, nous développons des projets de réseaux de distribution pouvant être mis en service à court terme pour répondre à des besoins clients à une échelle locale. D'autre part, nous travaillons à un horizon de temps plus long sur des projets de développement de chaînes logistiques à des échelles régionale, nationale et européenne, pour créer les futurs marchés de l'hydrogène.

Q En quoi consiste le projet HySoW d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène ?

A. C. : HySoW (Hydrogen South West) est un projet d'infrastructure qui comprendra un corridor de 600 kilomètres de canalisation dont l'objectif est d'acheminer 16 TWh/an d'hydrogène décarboné à travers tout le Sud-Ouest. Le projet prévoit le développement de capacités de stockage en cavité saline en Nouvelle-

Aquitaine, atteignant 1 TWh, ce qui contribuera à assurer la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement européenne. Une cinquantaine de sociétés a répondu à notre appel à manifestation d'intérêts, clôturé en octobre 2023 ⁽¹⁾. Cela nous permet d'avoir une meilleure vision du marché et d'ajuster le dimensionnement de l'offre logistique d'HySoW.

(1) Les résultats ont été annoncés fin janvier, après bouclage de ce numéro.

Q Que vise le projet de territoire Pycasso (Pyrenean CO₂ Abatement through Sustainable Se-questration Operation) ?

A. C. : C'est un projet de territoire visant à décarboner, mais aussi à réindustrialiser le piémont pyrénéen, via le captage et le stockage du CO₂. Le potentiel de CO₂ à capter est estimé à 6 millions de tonnes par an, dont la moitié de biogénique. Ce territoire a en effet la particularité de disposer d'un potentiel important de CO₂ (résultant de la combustion de la biomasse ou de produits dérivés). Ce CO₂ peut être utilisé, en le recombinaut à de l'hydrogène, comme matière première pour la production de carburants ou de produits chimiques de synthèse. Vecteur de souveraineté économique et industrielle, Pycasso devrait voir le jour en 2030, comme HySoW.



www.terega.fr



3

DROIT

Sous l'impulsion de textes européens portés par l'urgence d'accroître la souveraineté énergétique de l'Europe, le cadre juridique de l'hydrogène bas carbone se précise. Sur le plan opérationnel, les porteurs de projets doivent se sensibiliser à des contraintes techniques et juridiques particulières.

44

**LES ACTUALITÉS
DU CADRE JURIDIQUE
DU DÉVELOPPEMENT
DE L'HYDROGÈNE**

Pour Stéphanie Gandet, du cabinet Green Law Avocats, le cadre juridique du développement de l'hydrogène renouvelable a largement évolué en 2023.

48

**LA PRÉVENTION DES RISQUES
JURIDIQUES ET TECHNIQUES
LIÉS À L'HYDROGÈNE
DÉCARBONÉ**

Pour Hugues Rollin, du cabinet Aklea, l'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie pose la question des risques techniques et juridiques qui y sont liés.

DROIT

CONTEXTE

LES ACTUALITÉS DU CADRE JURIDIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE



© DR

— Pour **Stéphanie Gandet**, avocate du cabinet Green Law, le cadre juridique du développement de l'hydrogène renouvelable a largement évolué en 2023, sous l'impulsion de textes européens et de textes législatifs en droit national.

I. LES DEUX RÈGLEMENTS DÉLÉGUÉS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

Pour rappel, l'Union européenne (UE) vise à atteindre les 10 millions de tonnes de production nationale d'hydrogène renouvelable et les 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable importé, conformément au plan REPowerEU.

Deux règlements délégués de la Commission ont été adoptés en février 2023, en application des articles 27(3) et 28(5) de la directive sur les énergies renouvelables¹, définissant les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBOs). Ces règlements s'inscrivent dans un vaste cadre réglementaire de l'UE pour l'hydrogène, qui comprend notamment des règles en matière d'aides d'État, ainsi que des objectifs législatifs pour l'hydrogène renouvelable dans les secteurs de l'industrie et des transports. Ils ont vocation à garantir que tous les carburants renouvelables d'origine non biologique soient produits à partir d'électricité renouvelable. Ils sont interdépendants et poursuivent l'objectif de permettre à ces carburants d'être comptabilisés aux fins de la réalisation de l'objectif des États membres en matière d'énergies renouvelables.

Le premier règlement permet de déterminer à quelles conditions l'électricité utilisée pour la production de ces carburants d'origine non biologique, notamment l'hydrogène, peut être considérée comme entièrement renouvelable². Selon la Commission, l'acte clarifie le principe d'« additionnalité » pour l'hydrogène énoncé dans la directive de l'UE sur les énergies renouvelables³.

Ainsi, les situations suivantes peuvent permettre de comptabiliser l'hydrogène carburant comme entièrement produit à partir de sources renouvelables :

- soit l'électricité utilisée pour la produire est d'origine renouvelable et utilisée à partir d'installations directement raccordées, à certaines conditions supplémentaires (art. 3);

- soit l'électricité est prélevée dans le réseau, via un contrat d'achat d'énergie renouvelable et remplit trois critères : corrélation géographique (art. 7), corrélation temporelle (art. 6) et additionnalité (art. 5);
- soit l'électricité est prélevée dans le réseau et est consommée dans une zone de forte proportion d'énergies renouvelables;
- soit l'électricité est prélevée dans le réseau et est consommée dans une zone de faibles émissions de gaz à effet de serre;
- soit l'électricité est prélevée dans le réseau et est consommée à un moment où cela soulage le réseau.

Le règlement délégué définit différents moyens par lesquels les producteurs peuvent démontrer que l'électricité renouvelable utilisée pour la production d'hydrogène est conforme aux règles d'additionnalité. Il instaure également des critères visant à garantir que l'hydrogène renouvelable n'est produit que lorsqu'une quantité suffisante d'énergie renouvelable locale est disponible (corrélation temporelle et géographique).

Ces exigences s'appliqueront aussi bien aux producteurs nationaux au sein des pays de l'UE qu'aux pays tiers. Un système de certification reposant sur des systèmes volontaires permettra aux producteurs, que ce soit dans l'UE ou dans des pays tiers, de démontrer de manière aisée et simple qu'ils respectent le cadre de l'UE, et de commercialiser de l'hydrogène renouvelable au sein du marché unique (art. 9).

Le second règlement délégué⁴ fournit une méthode de calcul des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie des carburants renouvelables d'origine non biologique, dont l'hydrogène peut faire partie. La méthode précise également comment calculer les émissions de gaz à effet de serre de l'hydrogène renouvelable ou de ses dérivés s'il est coproduit dans une installation produisant des carburants fossiles.

II. LES APPORTS DE LA LOI D'ACCÉLÉRATION DES ENR ET LA LOI INDUSTRIE VERTE

En droit national, deux principales lois intervenues en 2023⁵ ajustent également plusieurs dispositions relatives à l'hydrogène.

Ainsi, la loi d'accélération des énergies renouvelables du 10 mars 2023 comporte plusieurs articles intéressants du point de vue du déploiement de la production d'hydrogène de source renouvelable :

- l'article 81 modifiant l'article L. 141-2 du code de l'énergie traite du volet de la PPE⁶ relatif au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération. Il concerne désormais également la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone ;
- l'article 81 créant l'article L. 131-2-1 du code de l'énergie permet désormais à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de « *concourir au déploiement des installations de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone* » ;
- l'article 81 modifiant l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, prévoyant que les autorités « *organisatrices d'un réseau de distribution* » de gaz et d'électricité sont désormais habilitées à « *concourir au déploiement des installations de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone* » ;
- enfin, l'article 37 de la loi consacre la possibilité de recourir à l'autoconsommation individuelle ou collective pour produire l'électricité issue de sources d'ENR nécessaire à la production d'hydrogène renouvelable au sens de l'article L. 811-1 du code de l'énergie.

La loi du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte⁷ comporte deux dispositions principales pouvant favoriser le développement de la production d'hydrogène. En premier lieu, l'article 16 modifie l'article L. 300-6 du code de l'urbanisme et prévoit que peuvent être reconnus d'intérêt général les projets d'installation de production d'énergie renouvelable, et la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, et ce dans le cadre d'une procédure de mise en compatibilité avec les documents d'urbanisme. En second lieu, les nouvelles règles sur la concertation publique ou le débat public dans certaines zones sont de nature à accélérer le déploiement de projets de production d'hydrogène.

III. L'APPROFONDISSEMENT DU CADRE JURIDIQUE DE L'HYDROGÈNE PAR LE DÉCRET DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2023 RELATIF AU DISPOSITIF DE SOUTIEN À LA PRODUCTION DE CERTAINES CATÉGORIES D'HYDROGÈNE

L'apport majeur en droit national découle du décret du 1^{er} septembre 2023 relatif au dispositif de soutien à la production de certaines catégories d'hydrogène⁸, qui a créé un livre VIII dans la partie réglementaire du code de l'énergie consacré à l'hydrogène. En l'état, le livre VIII ne comporte que 26 articles, tous relatifs à la procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 812-2 du code de l'énergie. Rappelons que l'ordonnance de 2021 relative à l'hydrogène⁹ avait prévu que l'autorité administrative pouvait favoriser le développement des capacités de production d'hydrogène renouvelable ou d'hydrogène bas carbone produit par électrolyse de l'eau, en ouvrant aux installations correspondantes le bénéfice d'un dispositif de soutien. Il prend la forme soit d'une aide au fonctionnement, soit d'une combinaison d'une aide financière à l'investissement et d'une aide au

fonctionnement, sous des conditions et selon des modalités définies par l'autorité administrative compétente.

L'article L. 812-4 du code de l'énergie prévoit actuellement que l'aide accordée aux candidats retenus à l'issue de la procédure d'appel d'offres fait l'objet d'un contrat conclu entre le candidat qui en est bénéficiaire et l'État ou toute personne mandatée pour agir en son nom. Ce contrat précise le montant de l'aide accordée, qu'il s'agisse d'une aide au fonctionnement ou d'une aide à l'investissement et au fonctionnement. Il détermine notamment les modalités de versement

de l'aide, leur durée, le rythme des versements et les conditions auxquelles elle est subordonnée.

Il comporte les engagements du bénéficiaire, en termes économiques et environnementaux, sur la même période. Enfin, la durée maximale du contrat prévoyant une aide au fonctionnement ne peut dépasser vingt années.

Le décret du 1^{er} septembre 2023 expose la procédure de mise en concurrence propre aux unités de production d'hydrogène, qui comporte :

- une phase de sélection des candidats éligibles ;
- éventuellement une phase de dialogue, par laquelle le ministre chargé de l'Énergie dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure en vue de définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins

et sur la base desquelles ces candidats seront invités à remettre une offre ;

- une phase de désignation des candidats retenus pour bénéficier du soutien.

La première phase de sélection des candidats éligibles passe par l'élaboration par le ministre d'un document de consultation qui précise notamment l'objet de la procédure de mise en concurrence ; le calendrier prévisionnel de la procédure ; les exigences concernant les capacités techniques et financières des candidats ; ainsi que les pièces justificatives attendues lors de la phase de sélection des candidatures ; les modalités d'évaluation de ces capacités ; les critères, par ordre décroissant d'importance, de sélection des offres à l'issue de la procédure.

La CRE donne son avis sur le document de consultation (il est réputé donné au terme d'un délai d'un mois). Un avis d'appel public à la concurrence est publié à l'Office des publications de l'Union européenne en vue de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

C'est ensuite l'Ademe¹⁰ qui met en place un site de candidatures en ligne, permettant notamment le téléchargement du document de consultation et de l'avis d'appel public à la concurrence, ainsi que le dépôt des candidatures. Les candidats peuvent adresser des demandes d'informations¹¹.

Dans un délai fixé par le document de consultation (compris entre un et deux mois à compter de la date limite de dépôt des dossiers de candidature), l'Ademe examine les dossiers de candidature recevables au regard des exigences fixées par le document de consultation et, le cas échéant, des critères de réduction du nombre de candidatures. Elle adresse au ministre chargé de l'Énergie la liste des candidatures qu'elle propose de sélectionner ainsi que celle des candidatures qu'elle propose de ne pas sélectionner, assortie des motifs qui justifient les rejets. Il est à souligner que ces listes ne sont pas

« L'apport majeur en droit national découle du décret du 1^{er} septembre 2023 qui a créé un livre VIII dans la partie réglementaire du code de l'énergie consacré à l'hydrogène »

DROIT

▷ publiques. C'est au ministre de désigner les candidats sélectionnés pour participer, selon le cas, à la phase de dialogue ou à la phase de désignation, et d'aviser tous les autres candidats du rejet de leurs candidatures en précisant les motifs de ce rejet.

S'ouvre alors la deuxième phase « de dialogue »¹², conduite par le ministre. Elle débute par une invitation à la phase de dialogue comprenant notamment un projet de cahier des charges, les références de l'avis d'appel public à la concurrence, un règlement de consultation précisant les modalités de déroulement de la phase de dialogue, notamment l'obligation d'utiliser la langue française pendant toute la durée de la procédure et l'obligation, pour les candidats sélectionnés, de s'engager pendant toute la durée de la phase de dialogue sur le maintien de leurs capacités techniques et financières à un niveau au moins équivalent à celui exigé au stade de la sélection des candidatures. Par dérogation, le règlement précise les conditions et les modalités selon lesquelles la modification de la composition des candidats ou des groupements de candidats peut être agréée par le ministre chargé de l'Énergie, et enfin le calendrier prévisionnel de la phase de dialogue. Il est intéressant de noter que le ministre peut associer à cette phase toutes les personnes qu'il estime nécessaires, notamment la CRE, les gestionnaires des réseaux publics d'électricité auxquels sont raccordées les installations objets de la procédure ou des établissements publics.

Enfin, lors de la troisième et dernière phase « de désignation »¹³, le ministre établit à nouveau un cahier des charges, soumis à la CRE pour avis, comportant notamment :

1. La description des installations faisant l'objet de la procédure et des conditions qui leur sont applicables, en particulier :

- a. les caractéristiques énergétiques et techniques des installations concernées, ainsi que les usages auxquels l'hydrogène peut être destiné;
- b. les conditions économiques et financières de leur exploitation, notamment la durée et les modalités financières du contrat d'aide;
- c. les prescriptions de toute nature qui s'imposeront avant la mise en service de l'installation, pendant son exploitation ou lors de son démantèlement ou de la remise en état du site d'implantation et, le cas échéant, l'obligation de constituer des garanties financières dont la nature et le montant sont précisés;
- d. le délai de la mise en service industrielle de l'installation;
- e. le cas échéant, la zone géographique d'implantation de l'installation;
- f. la puissance recherchée.

2. La liste exhaustive des critères de notation des offres, leur pondération ou leur hiérarchisation; les critères quantitatifs doivent représenter au moins 70 % de la pondération totale.

3. La liste exhaustive des indications et des pièces à produire par les candidats pour permettre l'appréciation des offres au regard de ces critères, notamment le bilan carbone mentionné à l'article L. 812-3; le cas échéant, sont indiquées celles des pièces qui doivent obligatoirement être rédigées ou traduites en français et celles dont l'absence entraîne l'élimination du dossier.

4. Les informations relatives au déroulement de la procédure, en particulier :

- a. la date et l'heure limites de dépôt des demandes d'aide. Cette date laisse aux candidats un délai pour déposer leurs demandes d'au

moins trente jours à compter de la notification du cahier des charges; b. l'adresse électronique à laquelle le candidat fait parvenir sa demande d'aide;

c. certaines dates limites et certains délais et, le cas échéant, le délai d'instruction des tiers mentionné au dernier alinéa de l'article R. 812-18.

En cas de changement de producteur, le contrat pour le nouveau producteur s'impose jusqu'à la fin de la durée initiale.

C'est l'Ademe qui suit les dossiers de candidature, les examine puis adresse au ministre chargé de l'Énergie la liste des offres conformes et la liste des offres non conformes assortie des motifs de non-conformité retenus; ces listes ne sont pas publiques, le classement des offres avec le détail des notes et, à la demande du ministre, la fiche d'instruction détaillée de chaque offre justifiant les notes obtenues, la liste des offres qu'elle propose de retenir. Sont également élaborés par l'Ademe un rapport de synthèse sur l'analyse des offres et, à la demande du ministre, les offres déposées¹⁴.

Le décret du 1^{er} septembre 2023¹⁵ précise en outre, via l'article R. 812-22 du code de l'énergie, que la remise d'une offre vaut engagement du candidat à respecter, s'il est retenu, l'ensemble des obligations et prescriptions de toute nature figurant au cahier des charges et à mettre en service l'installation dans les conditions de la procédure de mise en concurrence. Cela est une disposition très proche de ce qui est prévu pour les appels d'offres des ENR électriques.

IV. DES DISPOSITIFS COMMUNAUTAIRES EN MATIÈRE DE CARBURANTS ALTERNATIFS ET DE REGRH

1. Le développement de carburants alternatifs

Des dispositions plus générales, mais incluant l'hydrogène, ont en outre été adoptées sur le plan communautaire par le biais du règlement Afir du 13 septembre 2023¹⁶.

Diverses dispositions sur le développement des carburants alternatifs aux carburants fossiles (électricité, biométhane, etc.) pour tous les modes de transports (véhicules lourds et légers, maritimes, aviation) sont prévues, dont l'article 6, fixant un objectif pour les infrastructures de ravitaillement en hydrogène : les États déploient au minimum une station de ravitaillement en hydrogène par nœud urbain au plus tard le 31 décembre 2030.


Aux points de recharge ouverts au public déployés à partir du 13 avril 2024, une recharge devra être possible au moyen d'un instrument de paiement largement utilisé dans l'Union (lecteurs de cartes de paiement, sans contact et permettant au moins de lire les cartes de paiement...).

Les États membres devront évaluer les possibilités de développement de technologies et de systèmes de propulsion au moyen de carburants alternatifs pour permettre au secteur ferroviaire d'abandonner les trains diesel, notamment l'électrification directe, les trains à batteries et les applications de l'hydrogène (art. 13).

La directive dite RED III¹⁷ a prévu, s'agissant de l'hydrogène, qu'afin « de réduire la dépendance de l'Union à l'égard des combustibles fossiles et des importations de combustibles fossiles, une stratégie de l'Union pour l'hydrogène importé et intérieur devrait être élaborée par la Commission sur la base des données communiquées par les États membres » (art. 22 bis). Des dispositions

spécifiques en matière de garanties d'origine (qui doivent pouvoir être émises à partir de toutes les sources renouvelables, y compris les carburants gazeux renouvelables d'origine non biologique tels que l'hydrogène, à condition que le producteur ne bénéficie pas du soutien financier des régimes d'aide) sont prévues à l'article 16 septies.

2. L'accord sur un organe de gestion du réseau d'hydrogène

Enfin, le Conseil et le Parlement européens sont parvenus, en novembre 2023, à un accord sur le futur marché intérieur de l'hydrogène. Puis le 8 décembre 2023, les législateurs de l'Union ont conclu un accord sur le dernier élément de la politique européenne en matière d'hydrogène : il s'agira d'un organe de supervision des opérateurs de réseaux d'hydrogène, le réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène (REGRH). 

Stéphanie Gandet,

avocate spécialiste en droit de l'environnement,
cabinet Green Law Avocats

1. Dir. (UE) 2018/2001, 11 déc. 2018 : JOUE L 328, 21 déc., relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite RED II.

2. Règl. délégué (UE) 2023/1184, 10 févr. 2023 : JOUE L 157, 20 juin, complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant une méthodologie

de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique.

3. Dir. (UE) 2018/2001, 11 déc. 2018, *op. cit.*

4. Règl. délégué (UE) 2023/1185, 10 févr. 2023 : JOUE L 157, 20 juin, complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant un seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants à base de carbone recyclé et en précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants liquides et gazeux renouvelables destinés aux transports, d'origine non biologique, et aux carburants à base de carbone recyclé.

5. L. n° 2023-175, 10 mars 2023 : JO 11 mars, relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ; L. n° 2023-973, 23 oct. 2023 : JO 24 oct., relative à l'industrie verte.

6. Programmation pluriannuelle de l'énergie.

7. L. n° 2023-973, 23 oct. 2023, *op. cit.*

8. D. n° 2023-854, 1^{er} sept. 2023 : JO 3 sept., relatif au dispositif de soutien à la production de certaines catégories d'hydrogène.

9. Ord. n° 2021-167, 17 févr. 2021 : JO 18 févr.

10. Agence de la transition écologique.

11. C. énergie, art. R. 812-6.

12. C. énergie, art. R. 512-10 à R. 812-13.

13. C. énergie, art. R. 812-14 à R. 812-21.

14. C. énergie, art. R. 812-19.

15. D. n° 2023-854, 1^{er} sept. 2023, *op. cit.*

16. Règl. (UE) 2023/1804, 13 sept. 2023 : JOUE L 234, 22 sept., sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE.

17. Dir. (UE) 2023/2413, 18 oct. 2023 : JOUE L, modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil.

TSG



Installation & maintenance de stations gaz Hydrogène, GNC, GNL, GPL



Les experts TSG
vous accompagnent vers une
mobilité propre et durable.



www.tsg-solutions.com

Move with TSG.
Energize your future.

DROIT

FOCUS

LA PRÉVENTION DES RISQUES JURIDIQUES ET TECHNIQUES LIÉS À L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ



© DR

— Pour **Hugues Rollin**, avocat du cabinet Aklea, l'utilisation croissante de l'hydrogène dans les projets industriels pose inévitablement la question des risques techniques et juridiques qui y sont liés. La mise en place d'outils de prévention constitue ainsi un enjeu majeur pour assurer un développement sécurisé de ce nouveau marché.

L

Le vent nouveau qui souffle sur la production d'hydrogène depuis quelques années, et qui est aussi celui de la décarbonation, a deux objectifs principaux : remplacer l'hydrogène « gris », utilisé de longue date par l'industrie ; et permettre l'émergence de nouveaux usages dans la mobilité, l'industrie, ou encore la sidérurgie.

Ces deux objectifs sont complémentaires et concurrents, en ce qu'ils visent une même ressource d'hydrogène renouvelable ou *a minima* bas-carbone¹ (désignés ensemble « hydrogène décarboné »). Ils ont pour effet une hausse prévisible de la quantité d'hydrogène utilisée, du nombre d'utilisateurs et de la diversité de leurs profils. Un certain nombre de rapports appellent à prendre en compte et à intégrer les questions de sécurité au développement de nouveaux projets et à faire évoluer en conséquence son cadre réglementaire.

Le présent article a pour objet de faire état de ces principaux risques pour les différents types de projets émergents liés à l'hydrogène à toutes les étapes de la chaîne, en essayant d'y apporter les réponses juridiques existantes, à venir ou encore à écrire.

Dans son rapport sur la sécurité du développement de la filière hydrogène publié en janvier 2023, l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (Igedd)² rappelle que l'hydrogène est un gaz dangereux, très fortement inflammable, que sa température de flamme est très élevée (2000 °C), et que sa combustion peut prendre la forme d'une explosion. Les risques de fuite sont également très importants, ainsi que les phénomènes de fragilisation des métaux des canalisations. L'ampleur du risque est particulièrement forte en milieu confiné, mais réduite en milieu ouvert³. La sécurité demeure donc une préoccupation majeure de tous les acteurs impliqués dans la filière de production et de distribution.

I. PANORAMA SUCCINCT DES DIFFÉRENTS TYPES DE PROJETS LIÉS À L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ ET DES PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS

Les risques techniques (fuites, inflammation et/ou explosion) et juridiques liés à l'usage de l'hydrogène sont divers, aux différents stades de son utilisation, sans que le panorama puisse être exhaustif.

1. Les risques associés à l'hydrogène décarboné au stade de sa production

La production d'hydrogène décarboné, ainsi qu'on le voit au titre des premiers projets existants, interviendra principalement dans trois grands types d'installations : sur des sites de consommation, principalement, industriels ; sur de grands sites de production, pour une consommation en dehors du site, il s'agit des fameuses « giga-factories »⁴ ; au sein de stations-service qui seront des sites de production/distribution.

Ces hypothèses supposent, pour certaines, des procédés et gestion des risques industriels avec une forte prise en compte des aspects sécuritaires dans des espaces confinés ; pour d'autres, une approche sans doute simplifiée mais faisant intervenir des tiers – c'est particulièrement le cas s'agissant de stations-service.

La production par électrolyse de l'eau⁵ implique également des risques associés à la présence d'oxygène pur, dont l'énergie minimale d'inflammation dans l'air nécessaire⁶ est encore très inférieure à celle de l'hydrogène.

2. Les risques associés à l'hydrogène au stade de son utilisation

Les projets actuels et en cours de développement permettent d'envisager, à court et moyen terme, une hausse de l'utilisation d'hydro-

gène dans les processus industriels, notamment dans la chimie et la sidérurgie, dans des sites sécurisés et contrôlés, bien que fermés, ainsi que pour des usages de mobilité, comme carburant.

S'agissant des mobilités légères, le nombre de véhicules utilitaires légers, de bus et de taxis à hydrogène pourrait augmenter rapidement, ainsi que celui des poids lourds et véhicules particuliers, en dépit d'un bilan comparatif parfois jugé négatif en raison des batteries⁷. Ces mobilités font intervenir des acteurs sans formation particulière, notamment de simples usagers. Les réservoirs des véhicules sont en principe équipés d'un dispositif spécifique de soupape appelé « TPRD », réduisant les risques pour ce type d'usage.

Dans un second temps, l'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour les avions et le transport maritime pourrait encore singulièrement augmenter ses usages, entraînant des transformations importantes des infrastructures (routières, aéroportuaires, portuaires, ferroviaires et maritimes).

Le rapport de l'Igedd souligne le risque lié à la circulation de véhicules à hydrogène dans des espaces clos (tunnels et parkings), invitant à une évolution réglementaire et, dans l'attente, à la prudence.

3. Les risques associés à l'hydrogène au stade de son transport et de son stockage

Plusieurs modalités de transport d'hydrogène sont envisagées à ce stade, impliquant différents risques. L'hydrogène devrait ainsi être principalement transporté par camion, sous forme gazeuse ou liquide, par la voie maritime⁸ et par des canalisations. Ces modalités de transport impliquent également des dispositifs de stockage. Le stockage dans des cavités salines est actuellement privilégié⁹, compte tenu des capacités disponibles sur le territoire national.

II. PRÉVENTION JURIDIQUE DES RISQUES LIÉS AU DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ

S'agissant d'un processus industriel, les réponses aux différents risques précités seront avant tout techniques. Pour autant, un certain nombre de dispositions juridiques doivent contribuer à anticiper et prévenir ces risques.

1. La nécessaire sécurisation juridique des projets en amont

Tout projet lié à l'hydrogène nécessite une attention particulière à sa sécurisation juridique, très en amont :

La prise en compte et la sécurisation du foncier, de l'environnement du site, de ses éventuelles contraintes environnementales, des modalités d'approvisionnement de l'installation en électricité d'origine renouvelable ou bas carbone (*via* un PPA¹⁰, l'autoconsommation, le raccordement direct ou indirect à une installation de production d'énergie, notamment), ainsi que son approvisionnement en eau déminéralisée, notamment, font partie des indispensables éléments de définition d'un projet, avec les modalités de financement, dans un secteur encore fortement dépendant d'aides publiques. La prise en compte anticipée de ces éléments permettra, par voie de cause à effet, de prévenir les risques d'accident, tout en assurant un développement plus rapide des projets.

2. La soumission des projets à la police des installations classées (ICPE)

Les risques liés à l'hydrogène impliquent l'intégration de son usage dans la nomenclature des ICPE, au titre de plusieurs rubriques :

1416 pour la distribution d'hydrogène gazeux, 1414 pour la distribution d'hydrogène liquide, 3420 pour la fabrication d'hydrogène, 4715 pour le stockage d'hydrogène, 2930 pour l'entretien et la réparation de véhicules.

Des travaux sont en cours sur une éventuelle évolution de certaines rubriques¹¹, souvent antérieures au développement récent de l'hydrogène décarboné. Des évolutions de l'arrêté ministériel de prescriptions générales (AMPG) de la rubrique 1416 sont ainsi attendues afin de répondre, notamment, aux contraintes des micro-stations et des stations-service multiénergies.

Des travaux sont également en cours sur l'opportunité de modifier le seuil de l'autorisation de la rubrique 4715 (actuellement une tonne) et de la 3420, soumettant à autorisation la fabrication « *en quantité industrielle* », notion¹² soumise à interprétation. Cette évolution est particulièrement attendue par les acteurs de la filière, des seuils trop bas étant susceptibles de constituer un véritable frein au développement des installations de fabrication d'hydrogène.

L'accélération soudaine de la filière hydrogène suppose des adaptations dans un calendrier contraint, imposant de trouver un équilibre entre un niveau de sécurité satisfaisant et la nécessité de ne pas restreindre son développement. Sur ce point comme sur d'autres, l'accompagnement des porteurs de projets et le dialogue avec l'administration chargée de leur instruction sont cruciaux en vue de faciliter leur réalisation.

3. La prévention des risques par la voie contractuelle

La voie contractuelle est de nature à prévenir les risques, pour les porteurs de projets hydrogène, tout autant que pour les opérateurs de transport, de gestionnaires de flottes, etc.

Les contrats de vente, de transport ou de distribution d'hydrogène¹³ doivent définir les modalités de livraison et d'enlèvement effectives des quantités produites, éventuellement assorties de pénalités. Les risques d'accident et de fuite, les modalités de répartition et de partage de responsabilités sur tous ces sujets sont à anticiper. Le traitement contractuel de ceux-ci est donc une étape clé dans la conception de tout projet hydrogène à ne certainement pas négliger par tous les acteurs impliqués.

Cette sécurisation technique et juridique, qui peut être articulée avec les questions d'assurance, est de nature à pérenniser les projets et à limiter des accidents pouvant avoir des conséquences autant humaines que matérielles.

4. La prévention des risques par la voie assurantielle

Le développement de l'hydrogène doit s'accompagner de celui de l'assurance des risques qui y sont liés. La réglementation n'y répond pas encore entièrement, par exemple en ce qui concerne la circulation et le stationnement des véhicules dans des espaces clos. Une évolution sur ce point est indispensable au développement effectif des projets et à la limitation des risques de ceux-ci. Le rapport de l'Igedd cite ainsi l'exemple des taxis Hype dont le stationnement dans un parking ventilé et doté de détecteurs d'hydrogène a fait l'objet d'une étude de sécurité détaillée, en lien avec l'assureur de la société.

Il en va de même des risques de fuite, notamment en matière de stockage et de transport par canalisation, dont l'acier est sujet à dégradation au contact de l'hydrogène.

DROIT

► 5. La prévention des risques par l'application de réglementations diverses

Un certain nombre d'autres réglementations indirectement liées à l'hydrogène sont et seront de nature à limiter les risques d'accident. Il en va ainsi de la réglementation du transport de marchandises dangereuses (TMD), essentiellement internationale, dont, s'agissant du transport routier, l'accord relatif au transport international des marchandises dangereuses par route (ADR), signé le 30 septembre 1957 à Genève.

En conclusion, seule une prise en compte en amont de ces risques par l'ensemble des acteurs (porteurs de projets, autorités administratives, transporteurs, usagers, assureurs) et par les évolutions réglementaires à venir, que l'on espère empreintes de pragmatisme, permettra d'assurer le développement sécurisé du marché encore émergent de l'hydrogène – molécule essentielle à la décarbonation de notre économie et qui mérite donc toute notre attention. Cet équilibre à trouver, dans l'intérêt de tous, sera une des clés de son développement. **①**

Hugues Rollin,

avocat en droit de l'environnement et de l'énergie, cabinet Aklea

1. Ces deux types d'hydrogène sont ceux que définit l'article L. 811-1 du code de l'énergie. Il peut être naturellement rappelé que, quelle que soit la couleur de l'hydrogène – bleu,

gris, vert, jaune, rose – il s'agit, à l'instar de l'électricité, de la même molécule qu'il n'est pas possible de distinguer, la différence ne portant que sur les modalités de production.

2. Clause E., Wallard I., Larrourou B. et Rostagnat M., Igedd, rapp., *Sécurité du développement de la filière Hydrogène*, nov. 2022; Ineris, rapp., *Gouvernance des risques dans les territoires dans le contexte de la transition énergétique / Le vecteur hydrogène*, 19 janv. 2022.

3. Soulignant qu'à l'air libre l'hydrogène se diffuse et s'élève très rapidement dans l'atmosphère, avec des risques très faibles de détonation si la combustion se produit.

4. Un communiqué du 30 septembre 2022 relatait l'annonce par la Première ministre des dix premières gigafactories faisant l'objet d'aides publiques dans le cadre des projets importants d'intérêt européen commun dans la chaîne de valeur de la technologie de l'hydrogène (Piiec Hy2Tech).

5. Pour mémoire, l'électrolyse de l'eau, consistant à séparer la molécule d'hydrogène des molécules d'oxygène comprises dans l'eau, est la principale technique actuellement mise en avant pour remplacer le très polluant vaporeformage du méthane.

6. 3 µl, dans Vaysse G. (Barpi), « Hydrogène et mobilité : pour un développement en sécurité », *Face au risque* n° 574, Juillet-août 2021, p. 41.

7. Voir notamment le rapport de l'Igedd, qui tire des conclusions de rencontres avec les acteurs de la filière.

8. À ce titre, le rapport de l'Igedd souligne que les objectifs actuels de la Commission européenne impliquent l'importation de 10 Mt/an à l'horizon 2030, équivalente à l'objectif de production en Europe à cette date.

9. Projets portés par Storengy et Teréga.

10. *Power Purchase Agreement*, ou contrat de vente directe d'électricité.

11. Une feuille de route relative aux évolutions réglementaires à envisager a ainsi été signée le 7 octobre 2021 entre la DGPR et France Hydrogène.

12. Issue de la directive IED : Dir. 2010/75/UE, 24 nov. 2010 : *JOUE* L 334, 17 déc., relative aux émissions industrielles.

13. Soumis aux dispositions des articles L. 811-1 du code de l'énergie.

SEWERIN
Technologies pour la détection de fuites.

Solutions de détection de fuites pour vos réseaux d'hydrogène

VARIOTEC® 460 Tracergas

EX-TEC® PM 400



• Seuil de détection 0,1 ppm

• Mesure de 0,1 ppm à 100 % H₂

• Pompe intégrée

• ATEX



• Protection personnelle (LIE)

• Pompe intégrée

• ATEX

La décarbonation de l'hydrogène fossile consommé dans l'industrie

Filiale du groupe EDF dédiée à la production d'hydrogène bas carbone et renouvelable, Hynamics accompagne les industriels dans la décarbonation de leurs sites et le respect de leurs obligations européennes. Entretien avec Arthur Parenty, Responsable des affaires publiques chez Hynamics



© LAT Nitrogen



Arthur PARENTY

Quels sont les objectifs de décarbonation fixés par l'Union européenne ?

L'industrie représente en France 20% des émissions nationales de gaz à effet de serre et consomme 1 million de tonnes d'hydrogène fossile/an. Cette production d'hydrogène, principalement à partir de gaz naturel, émet à elle-seule 11,5 millions de tonnes de CO₂/an, soit 3% des émissions du pays. La décarbonation de cet hydrogène doit

permettre de concilier réindustrialisation de notre économie et atteinte de la neutralité carbone.

Dans son paquet climat, l'UE impose des objectifs spécifiques d'incorporation d'hydrogène renouvelable dans l'hydrogène consommé par l'industrie à hauteur de 42% en 2030 et 60% en 2035. Les volumes d'hydrogène renouvelable étant aujourd'hui proches de zéro, c'est un défi considérable pour les secteurs concernés.

De quelle manière Hynamics accompagne les industriels ?

Hynamics a été créée en France en 2019 avant d'étendre notre activité en Allemagne et au Royaume-Uni. Notre cœur de métier est de développer, en partenariat avec le consommateur, des projets de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. L'intensité carbone de l'hydrogène produit correspond alors

aux émissions induites par la production de l'électricité consommée.

Par exemple, nous travaillons avec le chimiste LAT Nitrogen en Alsace afin de substituer une partie de sa consommation d'hydrogène fossile par de l'hydrogène décarboné pour la production d'ammoniac et, in fine, d'engrais, le tout sans perturber le procédé industriel. Dans la Vallée de la chimie lyonnaise, nous travaillons avec l'industriel Domo Chemicals pour remplacer 100% de son hydrogène fossile, ce qui constitue un défi technique et technologique d'ampleur pour garantir la sécurité d'approvisionnement du site.

Comment maintenir la compétitivité de ces industriels quand nous savons, qu'à date, l'hydrogène bas carbone est moins compétitif que l'hydrogène fossile ?

Nous disposons d'une expertise fine des obligations auxquelles sont soumis les industriels, mais aussi des mécanismes de soutien publics afin d'assurer à nos partenaires la pérennité de leur activité tout en respectant leur trajectoire de décarbonation. Notons qu'en septembre dernier, le gouvernement a annoncé une enveloppe de 4 milliards d'euros pour financer l'écart de compétitivité entre l'hydrogène fossile et l'hydrogène électrolytique. Indexé sur le prix du gaz et de l'électricité, ce type de mécanisme est indispensable pour lancer la filière en garantissant une stabilité du prix de l'hydrogène pour l'industriel. Sur le plus long terme, ces subventions devront s'accompagner d'incitations fiscales permettant de créer une valeur sur le marché aux produits industriels décarbonés afin de répartir le coût de la décarbonation sur la chaîne de valeur. Ainsi, la réussite de la décarbonation de notre industrie dépendra également de notre capacité à la protéger d'une concurrence internationale carbonée, via notamment la mise en place du mécanisme européen d'ajustement carbone aux frontières.

HITACHI
Inspire the Next



Advancing a sustainable energy future for all

Hitachi Energy serves customers in the utility, industry and infrastructure sectors with innovative solutions and services across the value chain. We've got the end-to-end technology and on-the-ground expertise to make the energy transition happen.

Meet us at Hyvolution Paris 2024. Stand 4B18.



hitachienergy.com

 **Hitachi Energy**