

CONFRONTATIONS
EUROPE

**STRATÉGIE INDUSTRIELLE
&
PACTE VERT POUR L'EUROPE :
PENSER
UNE POLITIQUE EUROPÉENNE
DE L'HYDROGÈNE**

HYDROGEN H2

Dossier spécial



CONFRONTATIONS
EUROPE

**CONFRONTER
LES IDÉES**

**CONSTRUIRE
L'EUROPE**

SOMMAIRE

Edito p. 04

LE POSITIONNEMENT DES INSTITUTIONS

Génèse et perspectives pour une politique européenne de l'hydrogène

L'hydrogène, base d'une industrie européenne au nom de la neutralité climatique p. 07

Les ambitions de la Commission européenne pour l'Accélérateur hydrogène p.11

L'AMBITION INDUSTRIELLE

Futur et aspirations de l'Industrie pour la filière de l'hydrogène vert en Europe

Quelle production d'hydrogène vert dans l'Union Européenne et son voisinage à l'horizon 2050 ? p.18

Quel impact aura la stratégie européenne en faveur de l'hydrogène bas-carbone sur la chaîne de valeur de l'hydrogène ? p.23

Une conception stratégique et durable du pilier international de la Banque européenne de l'hydrogène : Une voie rapide pour la transition industrielle p.29

Le financement du développement de la filière de l'hydrogène vert en Europe p.34

LE DÉFI TECHNOLOGIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

Enjeux technologiques et juridiques du déploiement de l'hydrogène renouvelable

Quels défis en perspective pour la régulation du marché de l'hydrogène décarboné ? p.43

Garanties juridiques pour le déploiement de l'hydrogène renouvelable en Europe p.41

Comment l'hydrogène électrolytique contribuera à la décarbonation de l'économie européenne ? p.45



ÉDITO

Par Michel Derdevet,
Président de Confrontations Europe

L'Europe a l'opportunité d'être le lieu du développement massif de l'hydrogène mais le chemin n'est encore parfaitement tracé.

L'hydrogène, ou plus exactement le dihydrogène (H₂), est une molécule originale car c'est la plus petite et la plus légère des molécules de l'univers. Elle existe à l'état naturel mais on ne parle pas aujourd'hui de gisement d'H₂ naturel ou natif exploitables. Il faut donc produire cet hydrogène que l'on consomme massivement dans la chimie pour la production d'engrais et dans le raffinage en tant que réactif chimique.

Les différents usages de l'hydrogène consomment annuellement près de 100 millions de tonnes dans le monde, 10 millions de tonnes en Europe et 1 million de tonnes en France. Pour la France, la production d'hydrogène gris, c'est à dire carboné, correspond au niveau de la consommation, soit un million de tonnes, et cette production d'hydrogène représente près de 3% des émissions de gaz à effets de serre.

Le défi pour les pays européens est donc de remplacer dans un premier temps l'hydrogène carboné, utilisé dans la chimie et dans l'industrie pétrolière, par de l'hydrogène décarboné, produit en Europe ou à l'étranger.

Cette dernière question apparaît comme structurante tant les quantités d'électricité nécessaire à la décarbonation de l'économie sont considérables. La production d'hydrogène décarboné réclame en effet d'importantes quantités d'énergie électrique. Or les trajectoires de développement de production d'électricité décarbonée en Europe incite à la prudence quant à la production domestique d'hydrogène vert ou jaune (produit avec l'aide du parc électronucléaire).

Sur cette question de l'origine de l'électricité, se contraindre à lier directement l'électrolyseur à des moyens de production d'électricité renouvelable serait tout à fait contraire à l'ambition. Les électrolyseurs branchés sur un réseau électrique, dont l'électricité est massivement décarbonée (la France ou la Suède par exemple), doivent être accompagnés à l'identique des unités de production d'hydrogène vert pour atteindre les volumes attendus.

On le comprend, à moyen terme, l'électricité ne sera pas surabondante et l'hydrogène sera précieux. Il ne sera pas le nouveau gaz ou le nouveau pétrole, il ne sera pas abondant au point d'imaginer qu'il remplace tous les usages fossiles actuels. L'hydrogène décarboné sera, et est déjà, un outil précieux dans la décarbonation de notre économie mais il ne pourra pas tout faire. La France comme l'Allemagne ont annoncé se préparer à investir 9 milliards d'euros chacune d'ici 2030 pour stimuler l'industrie de ce nouveau vecteur énergétique. Faisons-le sans s'invectiver les uns les autres, sans surenchères non plus.

Les gouvernements doivent donc s'attacher à flécher l'usage du H2 vers les secteurs les plus stratégiques et les moins adaptés à un usage direct de l'électricité. Un risque réel existe que le développement des usages de l'hydrogène décarboné ne se fasse plus vite que notre capacité à en produire. Ce faisant, nous devrions alors devoir, in fine, recourir à l'hydrogène gris, à l'impact très négatif pour l'environnement.

Les décennies à venir vont donc porter sur des arbitrages entre les investissements en particulier, avec d'une part les moyens à mettre sur la conversion d'usages dans l'industrie des carburants fossiles vers l'hydrogène, et d'autre part la production d'hydrogène décarboné en quantité pour alimenter les usages de l'hydrogène. Cela devra se faire en conservant à l'esprit que la priorité chronologique consiste à remplacer l'hydrogène gris par l'hydrogène décarboné. Dans le cadre de cette marche en avant, impliquant en parallèle, l'augmentation de la production d'hydrogène vert et du développement des usages de l'hydrogène, l'Europe pourra, transitoirement au moins, espérer que l'hydrogène décarboné puisse être pour partie importé et permettre ainsi d'accélérer la décarbonation de l'économie européenne.

Les enjeux industriels et financiers devant nous sont majeurs, mais l'ambition européenne en recherche et développement sur l'hydrogène est essentielle pour être en capacité de produire massivement et à bon prix de l'hydrogène décarboné, tout en développant les nouveaux usages industriels de ce vecteur énergétique prometteur pour notre transition. ■

LE POSITIONNEMENT DES INSTITUTIONS

GÉNÈSE ET
PERSPECTIVES POUR
UNE POLITIQUE
EUROPÉENNE DE
L'HYDROGÈNE



Par Jens Geier,

Député européen (S&D-TRAN), Rapporteur sur la stratégie européenne pour l'hydrogène

L'HYDROGÈNE, BASE D'UNE INDUSTRIE EUROPÉENNE AU NOM DE LA NEUTRALITÉ CLIMATIQUE

L'Union européenne s'est engagée à être climatiquement neutre d'ici 2050, ce qui aura un impact considérable sur les processus de production et les modes de consommation. L'hydrogène est considéré comme l'un des principaux moteurs de la transition vers une économie et une société neutre en carbone, car il constitue une alternative renouvelable à l'utilisation du gaz fossile. Certains parlent d'un simple battage médiatique autour de l'hydrogène, mais d'autres placent leurs espoirs dans la plus petite molécule de la planète. La stratégie européenne pour l'hydrogène a adopté une approche plus structurée concernant le futur marché de l'hydrogène et a jeté les bases du paquet législatif sur l'hydrogène et le gaz, qui fait actuellement l'objet d'une révision législative.

L'hydrogène n'est pas identique à l'hydrogène

Un écosystème propice à l'investissement se développe en fournissant aux fournisseurs et aux consommateurs un système de classification pour les différents types d'hydrogène. L'hydrogène peut être distingué en fonction de l'énergie utilisée pour sa production. Puisque les sources d'énergie, telles que l'énergie éolienne ou le gaz fossile, diffèrent par leur intensité en carbone, cette différenciation est importante dans l'approche dite du cycle de vie des émissions. L'approche du cycle de vie inclut toutes les émissions, de la production au transport et à l'utilisation finale. Elle offre ainsi de la transparence aux consommateurs qui peuvent décider ce qui convient le mieux à leurs besoins économiques.

Vert, bleu, turquoise, rose : la théorie des couleurs de l'hydrogène appartient désormais au passé. Au lieu de cela, la législation européenne a introduit une différenciation entre l'hydrogène principalement renouvelable et l'hydrogène à faible teneur en carbone, sur la base de l'approche du cycle de vie. L'hydrogène renouvelable est dérivé de l'énergie éolienne, solaire ou hydraulique, ainsi que de la biomasse, bien que dans une moindre mesure. L'hydrogène à faible teneur en carbone est quant à lui principalement dérivé du gaz fossile ou de l'énergie nucléaire. Tous deux ont en commun de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cet égard, l'hydrogène à faible teneur en carbone doit être associé à des technologies de capture ou de stockage du carbone afin de réduire la quantité de CO₂ émise lors de la production. De cette manière, l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène à faible teneur en carbone contribuent à la décarbonisation des applications finales respectives qui étaient alimentées par de l'hydrogène gris ou du gaz fossile avant le passage à l'hydrogène.

Il est probable que la production d'hydrogène renouvelable ne progressera pas suffisamment vite pour répondre à la croissance attendue de la demande d'hydrogène en Europe. Pour cette raison, l'hydrogène à faible teneur en carbone peut jouer un rôle préliminaire dans la transition énergétique et soutenir la décarbonisation de l'industrie européenne. En ce qui concerne les efforts législatifs, la relation entre l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène à faible teneur en carbone peut être résumée comme suit : Priorité à l'hydrogène renouvelable, pas de discrimination à l'égard de l'hydrogène à faible teneur en carbone. À long terme, l'hydrogène renouvelable sera la seule option durable.

Priorisation de l'industrie

La demande d'hydrogène en Europe est énorme. Selon la Commission européenne, 150 à 210 GW supplémentaires d'électricité renouvelable doivent être installés pour atteindre l'objectif de 10 millions de tonnes d'hydrogène produit localement d'ici à 2030. Étant donné que l'hydrogène restera une commodité rare dans un avenir proche, nous devons donner la priorité aux utilisateurs finaux pour lesquels l'hydrogène présente le potentiel de réduction des gaz à effet de serre le plus élevé et pour lesquels il n'existe pas d'autres solutions. Certains secteurs industriels sont techniquement irréalisables pour l'électrification : C'est là que l'hydrogène entre en jeu, par exemple, comme alternative au charbon dans l'industrie sidérurgique. En outre, l'hydrogène renouvelable peut remplacer l'hydrogène à forte teneur en carbone comme matière première dans les processus industriels, en particulier dans l'industrie chimique. En outre, en remplaçant les carburants conventionnels, l'hydrogène contribuera à la décarbonisation des secteurs maritime et aérien et constituera une alternative aux carburants fossiles dans les transports routiers lourds, y compris les transports publics dans certains cas. Ainsi, l'hydrogène ouvre la voie à une production climatiquement neutre et permet à l'industrie européenne d'être à la pointe du marché mondial des technologies propres.

Étant donné la nécessité de donner la priorité à l'utilisation de l'hydrogène au moins dans les premières phases du développement du marché, le Parlement européen entend placer ces utilisateurs au cœur d'une approche du marché de l'hydrogène axée sur le consommateur et sur l'efficacité énergétique. La demande d'hydrogène de ces secteurs spécifiques sera le moteur de l'expansion des capacités de production, du développement des infrastructures et de la liquidité globale du marché.

Construire un marché européen de l'hydrogène

Il est essentiel de reconnaître l'importance de tous les niveaux de réseau - transmission et distribution - dans le développement d'une infrastructure intégrée pour l'hydrogène. Tout d'abord, dans certains États membres, jusqu'à 100 % des clients industriels sont raccordés au réseau de distribution. Rien qu'en Allemagne, cela concerne environ 1,5 million de clients. En outre, les centrales combinées à hydrogène qui produisent de la chaleur et de l'électricité doivent être prises en compte pour soutenir le réseau électrique ou le réseau de chauffage urbain, en particulier en hiver. Deuxièmement, nous devons mettre en place des solutions qui s'appuient sur les ressources renouvelables locales et intègrent tous les secteurs de la manière la plus efficace possible pour répondre à la demande d'énergie d'une ville ou d'une région. Cela comprend l'électricité, le chauffage centralisé, le biométhane et l'hydrogène. À cette fin, une planification intégrée au niveau local est la base pour analyser la demande d'énergie dans l'industrie, les transports et les bâtiments et pour décider de l'infrastructure capable de répondre à cette demande.

Le projet "Müll macht mobil" (les déchets rendent mobile) à Wuppertal est un exemple de meilleure pratique de l'économie circulaire au niveau local. Cette ville de l'ouest de l'Allemagne est située dans la région la plus densément peuplée d'Allemagne. Elle a tiré parti de cette situation en produisant de l'électricité grâce à une usine d'incinération des déchets, qui est en partie utilisée pour produire de l'hydrogène. L'hydrogène alimente ensuite les transports publics par bus. En outre, la chaleur résiduelle est utilisée dans le réseau de chauffage urbain de la ville en remplacement d'une centrale de chauffage au charbon, ce qui permet de réduire considérablement l'empreinte carbone de la ville. Les 440 000 tonnes de déchets résiduels que l'usine reçoit chaque année démontrent le potentiel de l'intégration sectorielle au niveau local. Les entreprises locales qui peuvent contribuer à la neutralité climatique, par exemple en utilisant les biodéchets pour la production d'hydrogène, ont donc besoin de notre soutien.

"Tout partout en même temps" serait un bon résumé de ce qui va se passer. Nous devons relâcher les investissements dans la production d'hydrogène en Europe et donc soutenir la fabrication d'électrolyseurs au sein de l'Union européenne. En outre, les partenariats sur l'hydrogène avec des pays tiers doivent devenir une partie intégrante de la diplomatie climatique européenne. Les utilisateurs finaux dans les secteurs difficiles à décarboniser doivent être au cœur de nos efforts. L'infrastructure de l'hydrogène basée sur le réseau de gaz naturel existant est nécessaire pour lancer un marché européen intégré de l'hydrogène liquide basé sur l'échange de certificats. Dans le même temps, nous ne sommes qu'au début d'une nouvelle ère. Cela exige dès lors une flexibilité réglementaire dans les premiers stades du développement du marché. ■



Entretien avec Mechthild Wörsdörfer,
Directrice générale adjointe pour
l'énergie

LES AMBITIONS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE POUR L'ACCÉLÉRATEUR HYDROGÈNE

A l'occasion d'une rencontre dans les bureaux de la Direction générale de l'énergie, Mechthild Wörsdörfer, Directrice générale adjointe, a accepté de nous éclairer sur les ambitions de la Commission en matière d'hydrogène vert dans le mix énergétique européen. Dans ce cadre, elle nous a présenté les principaux éléments de l'accélérateur hydrogène.

Confrontations Europe : Cet entretien fait suite au lancement de REpowerEU et à la nécessité pour l'UE de réduire sa dépendance vis-à-vis de la Russie tout en accélérant sa décarbonisation par le biais de la mise en œuvre du Green Deal européen. C'est dans ce contexte que votre direction a conçu l'accélérateur européen d'hydrogène. Pourriez-vous développer les principaux enjeux de cet accélérateur et comment vous envisagez sa mise en œuvre au sein de la DG ENER ?

Mechthild Wörsdörfer : L'hydrogène fait partie de la politique énergétique de l'UE depuis de nombreuses années. Dès 2020, c'est-à-dire avant l'agression russe contre l'Ukraine, nous avons présenté une stratégie pour l'hydrogène. Dans cette stratégie, nous avons développé un cadre réglementaire et mis en place 20 mesures, allant des investissements pour stimuler la demande, à l'augmentation de la production, la mise en place d'un cadre favorable et la prise en compte de la dimension internationale pour s'approvisionner en hydrogène renouvelable à l'étranger. Nous savons également que presque tous nos États membres disposent désormais de stratégies nationales en matière d'hydrogène.

Nous voyons un rôle pour l'hydrogène propre principalement dans les domaines où nous ne pouvons pas électrifier, dans les industries à forte consommation d'énergie comme l'acier, les produits chimiques, l'aluminium et qui nécessitent, par exemple, des températures extrêmement élevées. Pour l'instant, ces industries utilisent des combustibles fossiles, que nous aimerions remplacer par l'hydrogène. Un autre domaine clef est celui des transports sur de longues distances, de l'aviation et de la navigation, où les technologies de batteries existantes n'offrent pas de solution durable pour les activités sur de grandes distances.

Avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie, notre plan REPowerEU a mis l'accent sur la transition vers l'énergie propre, sur la diversification, sur l'efficacité énergétique et sur un rôle plus important de l'hydrogène. Nous estimons qu'il est nécessaire d'accélérer la transition vers l'énergie propre et de réduire notre dépendance à l'égard des combustibles fossiles en général. L'agenda 2050 de l'UE pour la neutralité carbone signifie que nous avons 2030 et 2040 comme référence pour mesurer les progrès réalisés.

Confrontations Europe : En 2023, moins de 0,3 million de tonnes d'hydrogène fabriqué à partir d'électricité seront produites en Europe. Il convient également de noter que la majorité de l'hydrogène actuellement produit provient principalement de sources d'énergie non propres. Comment l'UE peut-elle, en moins de sept ans, décarboner l'hydrogène actuellement produit en Europe et porter sa production à 10 millions de tonnes ?

Mechthild Wörnsdörfer : Pour l'instant, l'hydrogène est basé à 98 % sur des combustibles fossiles, de sorte que l'hydrogène renouvelable n'en est encore qu'à ses débuts. Cet hydrogène sera produit par électrolyse en utilisant de l'électricité provenant d'énergies renouvelables, dont la part est en augmentation dans l'UE et continuera de croître. L'UE a récemment convenu d'un objectif contraignant accru de 42,5 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique d'ici à 2030.

Il est évident que nous devons disposer d'énergies renouvelables supplémentaires pour produire de l'hydrogène renouvelable, ce qui m'amène à notre premier cadre juridique, à savoir l'acte délégué sur l'additionnalité de l'hydrogène. Celui-ci est basé sur la directive sur les énergies renouvelables de 2018 et offre un certain nombre d'incitations pour produire de l'hydrogène renouvelable à partir de sources supplémentaires d'énergie décarbonée. Il contient certains critères très concrets, qui seront introduits progressivement au fur et à mesure du développement du marché, les règles devenant plus strictes après 2028.

L'acte délégué, qui est entré en vigueur le 10 juillet, a fait l'objet d'un long processus de préparation et de consultation l'année dernière, avec des négociations avec le Parlement, le Conseil et les parties prenantes. En outre, nous sommes également ouverts à l'hydrogène à faible teneur en carbone, conformément au droit des États membres de déterminer leur bouquet énergétique. L'hydrogène à faible teneur en carbone peut ici recouvrir celui issu du nucléaire ou du gaz et du charbon, associé avec des technologies de captage et stockage du dioxyde de carbone avec les technologies (CCS).

Confrontations Europe : Dans le cadre du plan "20 millions de tonnes d'hydrogène pour 2030", l'UE vise à augmenter sa production d'hydrogène pour atteindre 10 millions de tonnes d'hydrogène en plus des importations du même volume. L'un des principaux défis consiste à accompagner cette augmentation des importations et de la production d'hydrogène d'infrastructures de transport spécifiques qui relieront les régions à forte production d'hydrogène aux ports, aux zones industrielles ou aux vallées de l'hydrogène. Quelles perspectives la Commission trace-t-elle pour assurer le transport croissant d'hydrogène vert au cours de la prochaine décennie ?

Mechthild Wördsörfer : Tout d'abord, il est vrai que nous fixons actuellement des objectifs très élevés : 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable produit au niveau national et 10 millions de tonnes importées. Comme je l'ai dit, nous n'en sommes pas à un million de tonnes aujourd'hui. Il y a donc un réel besoin de passer à l'échelle supérieure dans les sept prochaines années. Nous savons également qu'il existe un très grand nombre de projets dans l'UE et que l'intérêt est énorme, mais nous n'en sommes pas encore là.

Il y a donc l'aspect production que nous devons développer, mais nous devons aussi travailler sur l'aspect infrastructure. En ce qui concerne l'infrastructure, nous pouvons, dans une certaine mesure, utiliser l'infrastructure gazière existante avec des améliorations techniques. Nous pensons également que nous avons besoin d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène. Il y a deux raisons à cela. La première est liée à la demande. Comme je l'ai expliqué au début, l'hydrogène est principalement utilisé dans l'industrie et dans le secteur des transports. C'est donc légèrement différent de la demande actuelle de gaz naturel qui représente actuellement un tiers de l'énergie utilisée pour le chauffage dans l'UE. Nous ne prévoyons pas de rôle pour l'hydrogène dans le chauffage. La deuxième raison pour laquelle une infrastructure dédiée à l'hydrogène est nécessaire est d'ordre technique. Il est préférable d'avoir un réseau d'hydrogène pur parce qu'il présenterait moins de défauts de fonctionnement et permettrait moins de pertes au cours du processus de transport. Dans ce sens, nous avons adopté il y a plus d'un an la révision du règlement relatif aux réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E), qui se concentre également sur l'hydrogène. Lors du premier cycle d'application des projets européens d'intérêt commun dans le domaine de l'hydrogène, nous avons reçu 180 propositions, tant pour le stockage que pour l'infrastructure. Nous évaluons actuellement la liste afin de la publier d'ici la fin de l'année.

Sur le plan international, nous percevons un potentiel pour l'hydrogène renouvelable dans les pays où il y a déjà un volume important d'énergies renouvelables, comme en Afrique du Nord (Maroc, Algérie, ...), en Ukraine et en mer du Nord, où il y a beaucoup d'énergie éolienne en mer. Ces producteurs potentiels d'hydrogène se trouvent dans notre voisinage immédiat, ce qui réduit également les coûts de transport.

Confrontations Europe : Nous venons d'évoquer défi du transport, concentrons-nous à présent sur le défi du stockage de l'hydrogène. À plusieurs reprises, le rôle du stockage de l'hydrogène a été souligné, car il serait primordial pour faire face à l'intermittence des énergies renouvelables. À cet égard, il est nécessaire de disposer d'une capacité de stockage homogène et bien répartie sur les continents afin de mieux répondre à la demande. Comme cela a également été souligné par plusieurs parties prenantes, quelles sont les solutions qui peuvent être mises en œuvre pour soutenir l'utilisation de cet objectif de 20 millions de tonnes pour la production et l'importation d'hydrogène dans l'UE d'ici à 2030 ?

Mechthild Wörsdörfer : En ce qui concerne le stockage de l'hydrogène, il est un peu similaire à celui du gaz, mais son utilisation est actuellement très limitée. Quatre types de stockage souterrain sont actuellement utilisés pour le gaz naturel et pourraient servir pour l'hydrogène : les cavernes de sel, les gisements de gaz épuisés, les aquifères et les cavités de roches dures revêtues. Le réseau transeuropéen de l'énergie soutiendra le développement du stockage de l'hydrogène par l'intermédiaire de projets d'intérêt commun qui bénéficieront d'un financement. En outre, l'hydrogène peut également contribuer à équilibrer l'intermittence.

Confrontations Europe : Parallèlement à la Banque européenne de l'hydrogène annoncée en septembre dernier par Ursula von der Leyen lors de son discours sur l'état de l'Union, plusieurs mécanismes ont été proposés pour mieux soutenir la montée en puissance de l'hydrogène, tels que les importations basées sur des enchères ou l'octroi d'une plus grande flexibilité en ce qui concerne les aides d'État pour les projets liés à l'hydrogène. Quelles solutions se dégagent du côté de la DG ENER à cet égard ?

Mechthild Wörsdörfer : Tout d'abord, afin d'accélérer le déploiement de l'hydrogène, nous prévoyons des investissements dans le marché de l'hydrogène de l'ordre de 320 à 460 milliards d'euros d'ici 2030. Comme nous en sommes à un stade précoce, nous devons soutenir les premiers acteurs. C'est l'idée de la banque de l'hydrogène, que la présidente von der Leyen a annoncée en septembre 2022 et qui a ensuite été présentée dans une communication en mars. Nous travaillons conjointement avec la Direction-générale pour le Climat sur cette facilité pour les investissements nationaux dans l'hydrogène renouvelable ainsi que pour les investissements internationaux.

La Banque de l'hydrogène organisera une vente aux enchères pilote cet automne, d'une valeur de 800 millions d'euros, dans le cadre du Fonds pour l'innovation. Cela permettra de constituer une réserve de projets et d'organiser d'autres ventes aux enchères. L'idée est vraiment d'inciter les premiers à se lancer. Cette prime verte diminuera au fil du temps lorsque nous atteindrons 2030. Nous prévoyons ainsi une forte montée en puissance des projets hydrogène jusqu'en 2030, point à partir duquel une sorte de seuil de rentabilité devrait être atteint.

Confrontations Europe : À cet égard, il y a deux ans, en 2021, a été créé le Partenariat pour l'Hydrogène Propre pour un partenariat public-privé conjoint via le système de financement Horizon Europe. Quelle conclusion pouvons-nous tirer de cette initiative alors que la Commission et d'autres acteurs clés se sont engagés il y a quelques mois à intensifier et à accélérer les actions conjointes dans le domaine de la recherche et du développement des valeurs ?

Mechthild Wörsdörfer : Ce Partenariat pour l'hydrogène propre, qui concerne le domaine de la recherche, va de pair avec notre Alliance pour l'hydrogène propre avec l'industrie, dans le cadre de laquelle nous travaillons avec l'ensemble de la chaîne de valeur de l'industrie, à l'instar de l'Alliance pour les batteries. D'autre part, le Partenariat pour l'hydrogène propre est en quelque sorte le successeur de l'entreprise commune pour l'hydrogène qui existe depuis 10 ans. Le Partenariat pour l'hydrogène propre a donc reçu un budget supplémentaire de 2 milliards d'euros pour développer et mettre en œuvre des vallées de l'hydrogène dans toute l'Europe, et 300 millions d'euros sont affectés en 2022 à la recherche et à l'innovation dans le domaine de l'hydrogène pour le Partenariat pour l'hydrogène propre.

En ce qui concerne les enseignements tirés, l'un d'entre eux a été la création de l'Alliance pour l'hydrogène propre, comme je l'ai mentionné. Ensuite, nous nous intéressons également aux utilisateurs finaux et à la destination des fonds : électrolyseurs, mais aussi d'autres aspects de la chaîne de valeur : capacité de stockage, piles à combustible pour les camions et les autobus, applications maritimes.

Confrontations Europe : L'articulation entre le Critical Raw Materials Act et la réalisation d'une énergie propre grâce à l'hydrogène est essentielle. L'hydrogène en général est très lié à notre besoin de produire plus d'énergies renouvelables. Comment pouvez-vous articuler le fait que nous avons besoin, en même temps, de plus d'énergies renouvelables, de plus d'hydrogène et de plus d'autonomie stratégique ? Comment voyez-vous cet échange ou ce dialogue entre le Critical Raw Materials Act et le paquet hydrogène ?

Je pense qu'il y a un lien évident entre les deux, car la stratégie de l'hydrogène et les objectifs de REPowerEU en matière d'hydrogène concernent essentiellement le déploiement. Le Net Zero Industrial Act et le Critical Raw Material Act, qui ont été publiés en mars, concernent réellement la compétitivité et les dépendances, afin de garantir que la production d'hydrogène et le déploiement des infrastructures profitent aux entreprises européennes. En ce qui concerne les minéraux critiques, nous sommes dépendants de pays tiers, et cela ne peut pas changer du jour au lendemain. Mais pour éviter la dépendance que nous avons pour le gaz avec la Russie et que nous avons avec la Chine, nous devons produire nous-mêmes un grand nombre de technologies propres telles que les électrolyseurs et les batteries. C'est pourquoi le Critical Raw Material Act, qui est essentielle pour la fabrication d'électrolyseurs, met l'accent sur l'approvisionnement en Europe. Si cela n'est pas possible, nous devrions nous diversifier en nous appuyant, dans une certaine mesure, sur la Chine, l'Afrique du Sud ou l'Amérique latine.

J'ai travaillé pendant dix ans dans le domaine des politiques énergétiques et climatiques, où l'on a beaucoup œuvré pour les objectifs, le déploiement, les énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous devons mettre davantage l'accent sur la nécessité que nos politiques profitent aux consommateurs européens, aux emplois européens, à l'industrie européenne et à l'économie européenne. Par exemple, le Net Zero industrial Act précise que l'UE doit produire localement 40 % de la technologie nécessaire pour atteindre ses objectifs en matière de climat et d'énergie d'ici 2030. ■

Entretien réalisé à Paris par Juliette CAMPOGRANDE, Thomas DORGET et Briec HALLOUET,
le lundi 15 Mai 2023

L'AMBITION INDUSTRIELLE

FUTUR ET
ASPIRATIONS DE
L'INDUSTRIE POUR
LA FILIÈRE DE
L'HYDROGÈNE VERT EN
EUROPE





Par Thierry Lepercq,
Fondateur et Président de HyDeal Ambition

QUELLE PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT DANS L'UE ET SON VOISINAGE À L'HORIZON 2050 ?

REPowerEU et l'irruption de l'hydrogène vert dans la stratégie énergétique européenne

En mai 2022 la Commission européenne présentait le plan REPowerEU, destiné à faire face à la crise énergétique aggravée par la guerre en Ukraine. Un des volets essentiels - et néanmoins peu commenté - de ce plan concernait l'hydrogène vert - issu de l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable - avec un objectif de 20 millions de tonnes par an à l'horizon 2030, dont la moitié importée.

Cet hydrogène a vocation à contribuer de manière significative à résoudre le trilemme énergétique européen (sécurité d'approvisionnement, compétitivité et décarbonation) et à soutenir le système énergétique via (i) la substitution de combustibles fossiles dans l'industrie (acier, chimie, verre) et la mobilité (bus, poids lourds, trains, navires) et (ii) le soutien au système énergétique (chaleur, froid, électricité) au moyen d'une molécule massivement stockable (via des cavités souterraines) et donc pilotable.

Les objectifs de REPowerEU semblent raisonnables : 4.6% de la consommation primaire d'énergie en Europe en 2021, environ un quart des importations de combustibles fossiles (gaz, pétrole et charbon) en provenance de Russie avant la guerre en Ukraine.

Mais ils sont aussi considérables : l'équivalent de 80 tranches nucléaires à construire en quelques années, un besoin de financement atteignant 500 milliards d'euros pour la seule part amont et transport sur la base des projets les plus compétitifs (dont 220 milliards d'euros pour la production d'électricité, 230 milliards d'euros pour l'électrolyse et 60 milliards d'euros pour le transport et le stockage), voire plus de 1 000 milliards d'euros sur la base de projets moins compétitifs.

Au-delà des objectifs 2030, dont peu d'observateurs ont encore pris la mesure, se pose la question essentielle du potentiel à plus long terme. L'hydrogène vert est-il un vecteur énergétique parmi d'autres sur la route de la neutralité carbone en 2050, ou peut-il remplacer à lui seul les combustibles fossiles consommés en Europe ?

Répondre à cette question suppose de traiter deux problématiques : (i) la volumétrie d'hydrogène vert nécessaire et les conditions économiques à remplir pour répondre à l'enjeu du remplacement des combustibles fossiles et (ii) la localisation possible de cette production dans l'UE et dans son voisinage et les modalités possibles de son déploiement.

Quels objectifs de volumes et de coûts pour remplacer les combustibles fossiles par l'hydrogène vert dans l'UE ?

Selon Eurostat la consommation primaire d'énergie de l'UE a atteint 61 229 pétajoules (17 021 TWh) en 2021, dont 68.4% issue de combustibles fossiles (pétrole 34,5%, gaz naturel 23,7%, charbon 10.7%), 81% de ces combustibles étant importés.

En suivant une approche conservatrice - c'est-à-dire en ne prenant pas en compte les effets de l'électrification et de l'efficacité énergétique qui réduiront mécaniquement la demande de combustibles fossiles en Europe à l'horizon 2050, et si l'on adopte l'hypothèse (évidemment maximaliste) que l'ensemble de ces combustibles fossiles seraient remplacés par de l'hydrogène vert, la demande de l'UE atteindrait 298,5 millions de tonnes en 2050 - soit près de 15 fois l'objectif fixé pour 2030, l'équivalent de 18,7 millions de barils de pétrole par jour (soit une fois et demie la production de pétrole des Etats-Unis).

Compte tenu du rendement énergétique des électrolyseurs (estimé à 75% à terme), les besoins en électricité renouvelable nécessaires pour atteindre cet objectif se monteraient à 15 523 TWh, soit environ 15 fois la production actuelle de l'UE. Les besoins en eau s'établiraient quant à eux à environ 4,4 milliards de m³ par an. Ces chiffres, même s'ils sont une estimation forcément large, paraissent difficilement envisageables à première vue.

Encore faut-il rajouter une contrainte supplémentaire, celle du modèle économique et des coûts de production de l'hydrogène vert. Des volumes aussi importants ne pourraient pas se concevoir à terme avec des subventions, même minimales. Une approche fondée sur les prix de marché et le « design-to-cost » s'impose en l'espèce.

S'il n'y a pas encore de marché de l'hydrogène vert à ce stade, une approche synthétique est d'ores et déjà retenue par certains acteurs, sur la base des cotations de deux marchés profonds et liquides, l'hydrogène vert pouvant se concevoir simplement comme un gaz décarboné : le marché du gaz naturel (TTF coté aux Pays-Bas) et celui du CO2 (marché ETS).

Nous ne disposons évidemment pas de cotation sur ces marchés à l'horizon 2050 mais les contrats à terme les plus lointains sur le TTF (2028) font ressortir un prix de l'ordre de 30 euros par MWh. Si l'on prend les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie sur long terme (150 euros par tonne de CO2), on obtient un prix synthétique à terme pour l'hydrogène vert de l'ordre 50 euros par MWh (ou 2 euros par kg), un niveau équivalent à 95 dollars par baril de pétrole, proche des cours actuels.

Pour atteindre un tel objectif, compte tenu des coûts et des rendements des électrolyseurs, des compresseurs et autres équipements (sans oublier l'eau), le coût de l'électricité (production, transport, stockage batteries) ne pourra excéder 20 euros par MWh.

Plusieurs conclusions s'imposent : la production d'hydrogène ne peut ainsi s'envisager que hors réseau électrique (les coûts du réseau électrique pesant sinon beaucoup trop lourd), et la plupart des sources de production d'électricité renouvelable (notamment l'éolien ou l'hydraulique) ne pourront raisonnablement jamais être compétitives, même à long terme, sauf cas tout à fait exceptionnels.

Seul le solaire photovoltaïque, pour lequel le seuil de 20 euros par MWh a déjà été franchi dans certains appels d'offres (notamment au Moyen-Orient) et dont les coûts restent fondamentalement orientés à la baisse, peut donc être envisagé à grande échelle, et encore, dans les zones à forte irradiation solaire.

A ceci s'ajoute une dernière contrainte, celle du transport. Compte tenu de la nature de la molécule d'hydrogène, son transport par voie maritime (hydrogène liquéfié, transport par vecteur hydrocarbure ou sous forme d'ammoniac) est au minimum dix fois plus onéreux que son transport par pipeline. Il sera donc très difficile pour l'Europe d'importer de l'hydrogène au-delà d'un rayon de 3 000 km.

Quelle localisation géographique et quelles modalités de déploiement pour la production à très grande échelle d'hydrogène vert compétitif pour l'UE et son voisinage ?

Toute analyse prospective de la ressource d'hydrogène vert en Europe doit nécessairement prendre en compte les objectifs de volumes et les contraintes de coûts. Produire de l'électricité solaire à moins de 20 euros par MWh n'est envisageable que dans les régions les plus ensoleillées, qui disposent d'espaces disponibles significatifs, où les contraintes administratives ne sont pas trop fortes, et où les coûts de construction et de financement sont raisonnables. A cela il faut rajouter la disponibilité d'eau, le cas échéant par désalinisation, ce qui impose une relative proximité des côtes - et les contraintes de transport et de stockage.

En Europe, deux pays seulement répondent à l'ensemble de ces exigences : l'Espagne et le Portugal, mais leurs ressources ne sont pas illimitées. Le sud de la Méditerranée, qui fait l'objet d'attentions croissantes de l'UE dans le cadre de sa politique de voisinage, de coopération économique et de gestion des migrations, s'impose quant à lui comme un partenaire évident.

La donnée la plus importante à prendre en compte est la superficie des 8 pays ibériques et d'Afrique du Nord (Espagne, Portugal, Maroc, Mauritanie, Algérie, Tunisie, Lybie et Egypte), qui représente un total de 7.65 millions de km² - étant entendu que ces pays disposent d'une ressource solaire parmi les meilleures du monde. Le simple nombre de ces pays sous-tend une diversification des risques d'approvisionnement, aucun d'entre eux n'étant susceptible d'acquérir l'importance autrefois acquise par la Russie.

Produire 15 523 TWh dans les pays concernés nécessiterait (net de l'effacement des pointes solaires, environ 4%, pour optimiser le design des systèmes de production d'hydrogène) une puissance installée de 6 200 GW de solaire photovoltaïque et de 4 840 GW d'électrolyseurs. Les installations de production couvriraient une surface de 62 000 km², soit 0.8% de la superficie totale, une part tout à fait raisonnable s'agissant de territoires constitués d'importants espaces désertiques.

Les volumes à installer peuvent paraître considérables mais ils convient de les relativiser. Selon le consultant ACEA la capacité de production de cellules et modules photovoltaïques dans le monde (dont le principal matériau de base, le silicium, représente 28% de l'écorce terrestre) devrait franchir le seuil symbolique de 1 000 GW par an en 2024 - et continuer de croître fortement dans les années suivantes.

Installer 248 GW par an de solaire photovoltaïque en moyenne au cours du prochain quart de siècle paraît donc relativement proportionné (moins d'un quart de la capacité actuelle de production dans le monde). Il n'en va pas de même à ce jour pour les électrolyseurs, mais les programmes d'investissements annoncés (principalement en Asie) laissent présager un développement exponentiel comparable à celui du photovoltaïque et des batteries.

La consommation de 4,4 milliards de m³ d'eau ne serait pas non plus hors de portée : elle représenterait l'équivalent de 12 usines de dessalement du type Ras Al Khair, un site en exploitation en Arabie Saoudite depuis 2014.

Fournir ces volumes d'hydrogène vert en Europe par pipeline - et en assurer le stockage souterrain pour assurer la sécurité d'approvisionnement face aux aléas éventuels (techniques et géopolitiques) - nécessiterait un investissement non supérieur à celui consenti par les Etats-Unis au cours des deux dernières décennies à l'occasion de la révolution du pétrole et du gaz de schiste.

Enfin un surdimensionnement modeste des installations destinées à l'exportation vers le Nord de l'UE permettrait de dynamiser considérablement l'accès à l'eau et à une énergie propre des régions sud-méditerranéennes, contribuant au lancement de nombreux projets industriels, vecteurs de millions d'emplois, une arme puissante pour réguler les vagues de migration des populations africaines vers l'Europe.

L'hydrogène vert se positionne ainsi comme le futur pétrole vert de l'UE et de son voisinage méditerranéen, une réédition de la révolution du gaz et du pétrole de schiste américain - sans le carbone. Il deviendrait alors possible de relever simultanément les défis climatiques, économiques mais aussi sociaux et géopolitiques qui vont marquer le Nord comme le Sud de la Méditerranée au cours des prochaines décennies. ■



Par Luc Poyer,
Président de McPhy

QUEL IMPACT AURA LA STRATÉGIE EUROPÉENNE EN FAVEUR DE L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE SUR LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE ?

La France et l'Union Européenne ont placé l'hydrogène au cœur de leur stratégie énergétique. « *L'hydrogène peut changer la donne pour l'Europe. Nous devons passer du marché de niche au marché de masse pour l'hydrogène* » rappelait Ursula von der Leyen en septembre dernier. Alors que l'histoire des politiques énergétiques a déjà connu plusieurs tentatives de développement de cette filière, se heurtant chaque fois au dilemme de l'« œuf ou de la poule », l'originalité retenue par les Européens depuis le Green deal a consisté à avancer résolument sur trois sujets clefs :

- **L'appui à une filière industrielle en construction** afin de permettre à des équipementiers de passer à l'échelle sur les deux technologies au cœur de la chaîne de valeur de l'hydrogène, l'électrolyse et la pile à combustible ;
- **La priorité donnée dans un premier temps à la décarbonation de l'industrie européenne**, pour que les réductions de coût résultant des effets d'échelle « ruissellent » ensuite sur les autres usages de l'hydrogène, en particulier la mobilité ;
- **L'émergence du marché de l'hydrogène**, en créant la Banque de l'Hydrogène, dont l'objectif clairement annoncé est de « combler le déficit d'investissement et de mettre en relation l'offre et la demande futures »[1].

[1] Ursula Van Der Leyen, Discours sur l'état de l'Union 2022, 14 septembre 2022

Cette capacité à ajouter de toute pièce une nouvelle composante à la transition bioclimatique est à mettre au crédit des Etats comme des institutions européennes, alors même que deux facteurs exogènes sont venus rendre le développement d'une filière hydrogène bas-carbone plus indispensable que jamais :

- La prise de conscience que la lutte contre le changement climatique et la préservation de la biodiversité ne pouvaient plus attendre. Ce phénomène s'est en partie traduit dans le cout des crédits du carbone qui ont vu leur cours plus que tripler en deux ans sur le marché européen des quotas ;
- La guerre en Ukraine qui a révélé que l'hydrogène était non seulement un outil indispensable pour la décarbonation des économies mais aussi un puissant levier pour renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Union Européenne, en particulier vis-à-vis du gaz naturel russe et de ses dérivés, notamment les engrais à base d'ammoniac. C'est tout le sens du doublement des objectifs de l'Union posé dans le cadre du plan REPowerEU en mai 2022.

Pourtant, dans les faits, le chantier reste immense et le défi considérable : si l'Union européenne témoigne d'un leadership en matière d'innovation, en mesurant son dynamisme à la proportion des brevets déposés[2], à date les capacités de production d'hydrogène (moins de 200 MW) représentent moins de 0,2% de l'objectif de la Commission européenne pour 2030 (environ 100 GW).

Dans leur déclaration commune du 5 mai 2022, la Commission européenne et les principaux fabricants d'électrolyseurs ont partagé l'objectif de porter la capacité de production d'électrolyseurs en Europe de 1,75 GW/an à 17,5 GW/an en 2025, puis d'accroître encore cette capacité pour atteindre les objectifs définis par l'UE en matière de demande d'hydrogène bas-carbone en 2030. Or, à date, si les projets de gigafactories d'électrolyseurs se sont multipliés, le niveau des commandes fermes d'électrolyseurs reste très en deçà des montants nécessaires au décollage attendu de la filière.

Pour atteindre les objectifs posés au niveau européen, il apparaît dès lors essentiel de renforcer les différentes « briques » de la chaîne de valeur de l'hydrogène de façon cohérente en s'appuyant sur un dispositif de soutien public volontariste sans être excessivement complexe.

Retenir une approche pragmatique pour définir l'hydrogène décarboné

L'une des mesures phares du plan REPowerEU réside dans l'objectif de produire 10 millions de tonnes d'hydrogène bas-carbone par an d'ici 2030. Pour cela, il apparaît impératif de disposer de signaux clairs pour que l'ensemble des technologies bas-carbone puissent participer à l'indispensable mobilisation. En établissant un mécanisme de soutien public unique et simple pour l'hydrogène décarboné, l'IRA américain a mis en évidence le risque que la réglementation européenne s'écarte du principe de neutralité technologique.

A titre d'exemple, l'accord provisoire trouvé en trilogue au cours de la nuit du 29 au 30 mars 2023 sur la directive RED3 est encourageant, mais ne laisse qu'une petite place au développement de l'hydrogène bas-carbone dans le secteur de l'industrie. Dans l'état actuel des discussions, l'hydrogène produit à partir d'électricité nucléaire ne sera reconnu qu'a posteriori pour les Etats membres étant parvenus à réduire drastiquement leur consommation d'hydrogène carboné, tout en ayant atteint des objectifs ambitieux de développement de l'hydrogène renouvelable, à l'horizon 2030-2035. De quoi décourager les investissements publics comme privés si ces conditions ne sont pas simplifiées.

Enfin, si l'on peut souscrire au commentaire de Leo Birnbaum, président d'EON et d'Eurelectric, « *Tout type d'hydrogène décarboné est préférable à l'absence d'hydrogène décarboné qui [...] est encore très peu utilisé par les industriels. Je préférerais avoir dix millions de tonnes d'hydrogène de couleurs différentes qu'un demi-million de tonnes d'hydrogène d'une couleur verte parfaite, parce que dix millions de tonnes feront la différence.* » il faut conserver à l'esprit que c'est bien par l'électrolyse d'électricité décarbonée que nous réussirons à réduire notre addiction aux énergies fossiles.

Sécuriser la souveraineté de l'industrie des électrolyseurs

« *Si on substitue au gaz l'hydrogène - qui certes est un moyen plus propre - qui est produit ailleurs, la belle affaire ! On va recréer les dépendances géopolitiques dont nous voyons aujourd'hui tout le prix* », rappelait Emmanuel Macron, en septembre dernier, lors de la traditionnelle conférence des ambassadeurs. S'il est nécessaire de produire de l'hydrogène sur notre territoire européen pour garantir notre souveraineté énergétique et industrielle, la participation des Européens au leadership technologique sur la production d'électrolyseurs est tout aussi essentiel pour assurer notre sécurité énergétique et réindustrialiser notre continent.

Pour rappel, malgré le savoir-faire et l'excellence des technologies européennes, la filière solaire s'est effondrée face au dumping chinois qui contrôle aujourd'hui 80% des processus industriels du photovoltaïque dans le monde[3]. Ce volontarisme si essentiel au succès de la filière risque cependant de manquer sa cible si l'Union européenne en reste à une lecture trop littérale des règles de l'Organisation mondiale du Commerce (OMC), contrairement à ses principaux concurrents, les Etats-Unis et la Chine. Dans le projet de mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable[4], un des piliers de la banque de l'hydrogène, le versement des aides européennes à la production d'hydrogène se ferait sans contrepartie en matière de contenu européen pour la demande d'hydrogène bas-carbone en Europe.

Or l'imposition de contenu local s'est imposée à l'échelle mondiale. La Chine, les Etats-Unis, via l'IRA, mais également le Royaume-Uni, naguère apôtres du libéralisme, imposent qu'une partie des équipements utilisés pour produire de l'hydrogène soient produits localement en contrepartie du versement d'aides publiques. Pourquoi les Européens devraient-ils faire autrement ? La théorie des jeux nous a appris que le dernier joueur (l'Union européenne en l'espèce) à respecter des règles de façon isolée (de l'OMC en l'occurrence) a toutes les chances de terminer perdant. La solution la plus pragmatique consisterait à inclure des critères garantissant à l'utilisateur des standards exigeants relatifs à la qualité, à la sécurité, à l'empreinte carbone et au respect d'un droit du travail protecteur pour la fabrication des équipements destinés à produire de l'hydrogène bas-carbone. Les dispositifs de soutien à la production d'hydrogène bas-carbone devraient être conditionnés au respect de ces standards.

A cet égard, il faut souligner l'importance de la feuille de route que s'est fixée en mars 2023 la « *European clean energy alliance* » (ECH2A) afin d'adopter les standards nécessaires à la chaîne de valeur de l'hydrogène bas-carbone depuis sa production jusqu'à ses différents usages. Un premier inventaire a conduit à identifier pas moins de 400 sujets à standardiser[5]. S'agissant de la situation française dans cet ensemble, il faut souligner la recommandation de l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable dans son dernier rapport sur la sécurité du développement de la filière Hydrogène - publié en janvier 2023, visant à « *renforcer la participation des acteurs français publics et privés dans les instances de normalisation au niveau européen et mondial, et organiser une relation fluide sur ces sujets entre les entreprises, les experts publics et les administrations, en ciblant en particulier les stations de distribution, les véhicules et les électrolyseurs* »[6].

[3] <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>

[4] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_

[5] P45, roadmap on hydrogen standardisation, ECH2A, March 2023

[6] Sécurité du développement de la filière Hydrogène, Inspection générale de l'environnement et du développement durable & Conseil général de l'économie de l'industrie, de l'énergie et des technologies, Novembre 2022

Cette approche pragmatique n'est en rien incompatible avec le développement de coopérations internationales dans le domaine de l'électrolyse, bien au contraire. Qu'il s'agisse d'accord de partages de licence pour exporter les technologies européennes dans d'autres régions du monde, la prise de participation croisées entre entreprises de différentes régions du monde ou de programmes communs en matière de R&D et d'innovation, dans le respect des principes de la protection de la propriété intellectuelle.

Dynamiser la demande

La principale difficulté de la filière est la trop lente accélération de la demande. Les industriels consommateurs d'un hydrogène carboné, aujourd'hui appelé à être décarboné (raffinage, ammoniac, méthanol et industrie chimiques), ainsi que les futurs industriels consommateurs d'hydrogène décarboné par transformation de leurs process (e-fuels, sidérurgie, ciment, etc.) et les donneurs d'ordre public témoignent d'un intérêt croissant pour l'hydrogène bas-carbone. Mais paradoxalement, alors que les projets structurants se multiplient, les décisions d'investissement effectives se font attendre. Les autorités européennes et nationales se sont focalisées sur l'offre technologique et ses outils de production, en dégageant des moyens importants, en particulier dans le cadre du dispositif de soutien aux PIIEC (Projets importants d'intérêt européen commun) sur l'hydrogène. Cet outil a été particulièrement efficace pour permettre aux Etats Membres d'investir dans le développement des technologies nécessaires à la production d'hydrogène, l'Europe ayant autorisé plus de 5 milliards d'aides publiques à 15 pays pour 41 projets dans ce domaine. Mais le développement de la filière exige désormais que la demande « tire » les projets d'usage.

Pour finir de lancer ainsi la filière et concrétiser les premiers projets structurants, les priorités apparaissent les suivantes :

- Mettre en place dans chaque état membre les mécanismes de soutien autorisés au niveau européen, avec l'appui de la banque de l'hydrogène, en recherchant le maximum d'effet de levier pour développer la demande mais aussi la simplicité et la vitesse d'exécution, selon l'exemple donné par les Etats-Unis et l'« IRA » (Inflation Reduction Act), déjà en cours de déploiement dans au moins huit hubs régionaux. Sur ce point, le projet de mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable, un des piliers de la banque de l'hydrogène, semble aller dans le bon sens. Disposant d'un budget 800 millions d'euros, il accompagnerait les projets sélectionnés par appel d'offre (le premier devant être lancé d'ici la fin de l'année 2023), en les subventionnant d'une prime en euros par kilogramme d'hydrogène produit, sur une durée de 10 ans

- Finaliser et stabiliser le cadre réglementaire applicable à l'hydrogène pour apporter de la visibilité aux acteurs du secteur et rendre « bancables » au plus vite les projets. L'association professionnelle Hydrogen Europe a recensé pas moins de 15 textes de niveau législatif inclus dans le package « Fit for 55 » conditionnant le développement de la filière bas-carbone et suit leur degré d'avancement. Il est temps de finaliser ces textes et d'adopter des approches plus simples à l'avenir.

En conclusion, les vingt-quatre prochains mois seront cruciaux pour conforter l'émergence d'une filière industrielle européenne de l'hydrogène bas-carbone et pouvoir compter à l'avenir en Europe d'une base industrielle complète depuis l'extraction des métaux jusqu'à la présence dans plusieurs Etats de leaders mondiaux de l'électrolyse et de la pile à combustible. Avec l'IRA, l'administration américaine a montré sa capacité à dépasser les clivages classiques entre technologies, c'est maintenant au tour des Européens d'y parvenir après avoir ouvert la voie. Dans ce contexte, la formule du président de la République trouve toute sa pertinence : « On est en train de sécuriser toute la chaîne et de tirer les leçons du passé, c'est-à-dire que nous ne développons pas simplement des solutions décarbonées, mais nous nous mettons en situation de produire les solutions industrielles, et de réduire nos dépendances sur toute la chaîne"[7]. Les premiers de cordée se doivent d'arriver au sommet.

A plus long terme, c'est bien le travail de fond avec les professionnels de l'éducation - jusqu'à l'élaboration des manuels scolaires- et la pédagogie avec toutes les parties prenantes, ainsi que le déploiement des technologies de l'électrolyse et de la pile à combustible, dans une large gamme de projets et par une variété d'acteurs, qui convaincront que l'hydrogène n'a rien de « la solution miracle » de la transition bioclimatique ou de la « niche » pour les esprits curieux mais qu'il aura bien un rôle déterminant dans la sortie des énergies fossiles, tant il apparaît de plus en plus indispensable à la décarbonation de pans entiers de nos économies. ■

[7]le 11 mai 2023, à l'occasion de l'événement « Accélérer notre reconquête industrielle »



Par Sam Williams,

Spécialiste de la politique européenne en matière d'énergie et de climat à EPICO

UNE CONCEPTION STRATÉGIQUE ET DURABLE DU PILIER INTERNATIONAL DE LA BANQUE EUROPÉENNE DE L'HYDROGÈNE : UNE VOIE RAPIDE POUR UNE TRANSITION INDUSTRIELLE RAPIDE

L'hydrogène vert n'est pas commercialement compétitif aujourd'hui. L'hydrogène représente moins de 2 % de la consommation énergétique actuelle de l'Europe, et il est principalement utilisé pour produire des produits chimiques, tels que les plastiques et les engrais. 96 % de la production actuelle d'hydrogène se fait à partir de gaz naturel (c'est-à-dire de l'hydrogène gris), ce qui entraîne d'importantes émissions de CO₂. L'hydrogène vert (c'est-à-dire produit par électrolyse) ne couvrira qu'une petite partie du bouquet énergétique européen. Même si les objectifs ambitieux en matière d'hydrogène sont atteints, 20 millions de tonnes (Mt) d'hydrogène couvriront environ 5 % de la demande d'énergie finale de l'UE en 2030. Compte tenu de l'objectif de REPowerEU de 45 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de l'UE d'ici 2030, l'hydrogène est presque sans intérêt pour la plupart des cas d'utilisation au cours de la décennie à venir.

Cependant, l'hydrogène vert représente un élément essentiel de la décarbonisation des industries difficiles à verdir. Au cours des dernières décennies, l'UE s'est concentrée sur le déploiement de sources d'électricité renouvelables et sur l'électrification des secteurs à forte consommation d'énergie. Cependant, toutes les industries ne peuvent pas facilement recourir à l'électrification complète. Par conséquent, l'électrification seule n'est pas suffisante pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. L'hydrogène renouvelable peut donc contribuer à la décarbonisation de certaines industries, par exemple via l'utilisation directe d'ammoniac vert, de moteurs à combustion interne, y compris de turbines à gaz et de piles à combustible, ainsi que le secteur des transports, en particulier les transports lourds, aériens et maritimes.

Néanmoins, l'absence d'un marché de l'hydrogène renouvelable, l'insuffisance des infrastructures et le risque d'investissement élevé empêchent actuellement l'adoption rapide de l'hydrogène vert là où il est le plus nécessaire. Pour y remédier, la Commission a publié le 16 mars une communication détaillant l'instrument censé y répondre, mais il reste encore beaucoup à définir et le temps presse.

La Banque européenne de l'hydrogène (BEH)

Les Directions générales de l'énergie et du climat conçoivent respectivement le pilier international et le pilier national de l'EHB. Le rôle principal est de soutenir la réalisation des objectifs de REPowerEU, à savoir 10 millions de tonnes de production nationale d'hydrogène électrolytique et 10 millions de tonnes d'hydrogène vert importé. L'instrument sera financé par un montant initial de 3 milliards d'euros, et l'opérationnalisation du volet national progresse à un rythme soutenu.

Le pilier domestique de l'EHB consiste principalement à fournir des primes à l'offre basées sur des ventes aux enchères. La Commission européenne a récemment lancé une consultation publique sur les conditions d'une telle procédure d'appel d'offres. Bien que le premier appel d'offres soit prévu pour décembre 2023, il est très probable que le processus se déroule comme suit. Tous les producteurs d'hydrogène électrolytique basés dans l'UE auront le droit de participer aux cycles d'enchères, à condition de respecter des critères techniques et financiers clés, notamment la faisabilité des projets et la preuve du respect des normes de production d'hydrogène renouvelable établies par les actes délégués de la directive sur les énergies renouvelables (REDII).

Importations d'hydrogène vert

La capacité et les coûts de production d'hydrogène électrolytique dépendent de la géographie. Les régions dotées d'un important potentiel de production d'énergie solaire et éolienne bénéficieront manifestement de coûts de production d'hydrogène électrolytique moins élevés. Par exemple, Aurora Energy Research prévoit que le coût de la production d'hydrogène renouvelable en Allemagne équivaudra à 4,4 €/Kg d'hydrogène vert d'ici 2030. En revanche, le coût de production de l'hydrogène au Chili atteindra 3,1 €/Kg d'ici à 2030, pour tomber à 1,6 €/Kg d'ici à 2050. Au fur et à mesure du développement des infrastructures connexes, l'importation d'hydrogène en provenance de pays tiers sera économiquement beaucoup plus compétitive que la production nationale, et constituera un élément clé d'une décarbonisation rapide de l'industrie.

Cependant, l'importation d'hydrogène en provenance de pays tiers ne peut pas se concentrer uniquement sur la décarbonisation de l'UE tout en entravant la transition verte au niveau mondial. L'EHB offre une occasion parfaite d'assurer une transition mondiale vers des sources d'énergie plus propres, tout en stimulant la décarbonisation de l'industrie nationale. Cela doit couvrir au moins trois aspects.

- **La durabilité** : La disponibilité et le potentiel de l'électricité produite par les SER, le risque de pauvreté en eau, les coûts de transport et les émissions connexes.
- **Sécurité de l'approvisionnement** : les pays tiers qui exporteront vers l'UE doivent bénéficier d'avantages clairs et d'accords substantiels garantissant la propriété locale, afin d'éviter d'éventuelles coupures soudaines de l'approvisionnement. La diversification de l'approvisionnement jouera donc un rôle important.
- **Utilisation stratégique** : La conception de l'EHB doit suivre une orientation précise orientée vers le marché, garantissant une réduction significative des risques d'investissement et un système intelligent pour donner la priorité aux utilisateurs qui ne peuvent pas être alimentés par une électrification directe.

Une étude récente menée par EPICO et Guidehouse a analysé plusieurs options susceptibles de répondre à ces critères. Parmi les options de soutien analysées, des mesures spécifiques sur les enchères du côté de l'offre et des options de conception pour les garanties par défaut peuvent fournir une solution rentable pour lancer un marché international de l'hydrogène vert.

Primes du côté de l'offre

Les ventes aux enchères du côté de l'offre pour le pilier international ressembleraient à celles qui ont lieu au niveau national. Les électrolyseurs des pays tiers bénéficieraient d'un soutien opérationnel pour chaque unité d'hydrogène produite. Le volet international de l'EHB se différencierait du volet national dans la mesure où les projets devraient remplir un contrat bilatéral de fourniture d'hydrogène vert avec un fournisseur choisi au sein de l'UE, tout en garantissant les coûts de production les plus bas dans le cadre de la procédure d'appel d'offres.

Garanties en cas de défaillance

Les garanties contre les défaillances couvrent les risques liés aux défaillances potentielles dans les contrats "take-or-pay" pour l'hydrogène qui échappent au contrôle du producteur d'hydrogène. Il s'agit notamment ici de défis liés à aux questions suivantes :

- L'achèvement de l'infrastructure d'importation ou de transport (par exemple, les pipelines et/ou les terminaux),
- Les modes de transport (par exemple, par bateau ou par pipeline),
- La défaillance du fournisseur d'hydrogène, comme une installation industrielle (par exemple, en raison d'une faillite, d'un retard dans la mise en service de l'installation industrielle, de l'arrêt du projet).

Les garanties en cas de défaillance pour les producteurs d'hydrogène dans les pays exportateurs peuvent couvrir des risques de défaillance et de retard pour les contrats d'achat privés, ceux-ci demeurant toutefois difficile à estimer. Les producteurs d'hydrogène des pays tiers qui bénéficient ainsi d'une certaine réduction des risques seront incités à exporter de l'hydrogène vers l'UE, ce qui renforcera la sécurité de la planification et contribuera à garantir les quantités d'importation requises pour les États membres. D'une manière générale, les garanties en cas de défaillance offrent donc une sécurité d'investissement pour les infrastructures de production et d'importation nécessaires à l'étranger et peuvent donc contribuer à accélérer l'activation du marché et à en tirer parti.

Perspectives d'amélioration du dispositif

- Combinaison des garanties par défaut avec des ventes aux enchères du côté de l'offre.

La combinaison d'un système d'enchères pour importer l'hydrogène le moins cher disponible et d'un ensemble de garanties pour les producteurs peut apporter une certitude suffisante pour débloquer les investissements sectoriels et donner un coup de fouet au marché international de l'hydrogène. Les garanties par défaut devraient s'attacher à remédier au manque de développement des infrastructures au niveau mondial. Étant donné que les garanties par défaut ne fourniraient pas directement des subventions ou ne couvriraient pas les risques de prix, une orientation vers le marché serait conservée. De même, étant donné que ni la Commission ni les États membres n'achèteraient et ne vendraient directement de l'hydrogène, l'opérationnalisation du marché de l'hydrogène resterait entre les mains des fournisseurs et des acheteurs. Afin de maximiser les ressources investies dans l'instrument et de garantir la sécurité des approvisionnements, la Commission devrait donner la priorité aux projets des pays tiers visant à approvisionner les fournisseurs de l'UE dans les secteurs difficiles à stabiliser.

- Mise en relation entre les usines de l'industrie et les fournisseurs des pays tiers.

Il est essentiel de mettre en place des garanties pour assurer l'utilisation la plus stratégique possible de l'hydrogène importé. Plutôt que de procéder à des achats conjoints d'hydrogène, la Commission, ou un organisme désigné, pourrait servir de plateforme pour mettre en relation l'hydrogène renouvelable le moins cher provenant de pays tiers et l'installation industrielle la plus nécessaire et la plus difficile à stabiliser. En pratique, les producteurs d'hydrogène vert des pays tiers soumettraient leur capacité de production prévue à la plateforme. En fonction de l'origine, du prix et des critères juridiques et bureaucratiques, la plateforme mettrait en relation les fournisseurs et les acheteurs par le biais d'accords bilatéraux et jouerait le rôle de garant des achats. Les producteurs pourraient ainsi recevoir des primes lors de la livraison d'hydrogène vert au(x) preneur(s) d'achat. Les cycles d'enchères pourraient être divisés par région afin de tenir compte de la rareté des infrastructures d'hydrogène, de diversifier l'offre et de faire de l'UE un acheteur attrayant.

- Élaboration de critères de priorisation

Les critères de durabilité, en tant que normes essentielles pour que les pays tiers puissent participer aux enchères afin d'obtenir des primes vertes, devraient définir des critères de priorité spécifiques au bouquet énergétique du pays tiers et au transport de l'hydrogène vert. Deux aspects principaux sont à prendre en compte : la disponibilité et l'utilisation de l'électricité et de l'eau. L'exportation d'hydrogène renouvelable vers l'UE ne doit pas entraver l'utilisation de l'électricité à des fins domestiques dans les régions particulièrement touchées par la pauvreté énergétique. De même, la production d'hydrogène vert destiné à l'exportation ne doit pas entraîner des coûts élevés en termes d'utilisation de l'eau, en particulier dans les régions touchées par la pauvreté hydrique. Enfin, le transport entraîne des pertes de 5 à 35 % de l'hydrogène exporté, ce qui nuit directement à l'environnement. Les critères de référence pour les importations d'hydrogène devraient donc encourager un transport de l'hydrogène plus sûr, moins coûteux et plus respectueux du climat. ■



Entretien avec Pierre-Etienne Franc,
Directeur général de Hy24

Le financement du développement de la filière de l'hydrogène vert en Europe

Dans le cadre d'un entretien mené avec l'équipe de Confrontations Europe, Pierre-Etienne Franc, co-fondateur et Directeur général de Hy24, société d'investissement spécialisée dans l'hydrogène bas-carbone, nous a exposé les besoins et moyens de financement pour assurer le plein déploiement de la filière de l'hydrogène vert.

Confrontations Europe : La commission européenne estime que la production d'hydrogène renouvelable, au sein de l'UE, d'ici 2030, se situera à hauteur de 10 millions de tonnes. Cet objectif ambitieux soulève la question du financement de l'infrastructure pour l'hydrogène décarboné. Certaines estimations considèrent que les besoins de financement pour le Pacte vert européen devrait représenter annuellement près de 600 milliards d'euro. À l'aulne de ce chiffre impressionnant, à quelle hauteur évaluez-vous les besoins de financement de l'industrie européenne de l'hydrogène décarboné d'ici 2030 ?

Pierre-Etienne Franc : Tout d'abord, il faut repartir du plan européen initial de 20 millions de tonnes, dont 10 millions de tonnes produits en Europe et 10 millions importés. Ce sont donc bien 20 millions de tonnes d'hydrogène vert qu'il faut considérer. Nous devons en effet passer par des importations puisqu'il sera impossible de produire suffisamment d'hydrogène en Europe, cela soulevant des questions d'espace, de taille et de compétitivité trop importantes. Nous aurons donc besoin d'importer une part de notre hydrogène, notamment des pays du pourtour méditerranéen.

Nous savons pertinemment qu'il sera difficile de tenir ces objectifs pour 2030. La réalité se situera certainement bien en-dessous, quelques millions de tonnes seraient déjà une performance en soi. L'important est de créer cette dynamique. Pour ce faire, les premiers millions de tonnes d'hydrogène, qu'ils soient issus de l'import ou d'une production locale, devront être soutenus par des mécanismes de contrats incitatifs tels que les CfD (Contract for difference).

Par ailleurs, la nécessité de financer des terminaux, de déployer un réseau d'infrastructures de transport, de développer des stations de distribution pour la mobilité ainsi que d'aider les premiers déploiements de véhicules lourds ou utilitaires nous conduit à une estimation de 400 à 600 milliards d'euros d'investissement répartis sur une dizaine d'années. Cela représente 10% du coût annuel de la transition estimé par l'Europe. Cela correspond également aux ordres de grandeur concernant la future consommation d'hydrogène en Europe, l'hydrogène devant représenter entre dix et quinze pour cent de la demande finale d'énergie en Europe dans les décennies à venir.

Cependant, pour le moment, la situation est bien différente. À échelle des pays européens, ce sont quelques milliards par an et par État membre qui sont investis. Le support à l'hydrogène vert ne se mesure toutefois pas seulement via le montant des financements publics consacrés à la création et au développement de la filière. L'outil législatif européen doit fonctionner à plein et fixer des règles de jeu homogènes sur tout le territoire de l'Union. Il est tout particulièrement nécessaire de créer une dynamique imposant une sortie des actifs fossiles. L'enjeu est capital et aujourd'hui encore, nous ne possédons pas tous les outils afin de nous défendre dans ce domaine.

Confrontations Europe : Cet été, entrent en vigueur les actes délégués définissant au niveau européen la notion d'hydrogène renouvelable. Ce type de mesures réglementaires visent notamment à orienter les investissements renouvelables en direction de la filière hydrogène. Toutefois, les textes en question ont été longuement critiqués par l'industrie, y compris dans leur version finale, pour leur manque d'ambition. Constituent-ils selon vous de véritables "facilitateurs" pour l'investissement dans l'hydrogène vert et bas-carbone en Europe ?

Pierre-Etienne Franc : Pour aborder cette question, il est nécessaire de souligner la complexité inouïe du débat relatif à la nécessité de garantir que les sources renouvelables affectées à la production d'hydrogène ne compromettent pas les ressources renouvelables destinées à d'autres usages. Il s'avère que nous sommes les seuls à subir cette contrainte, les autres secteurs, notamment les batteries, en ayant été exemptés. L'hydrogène, en tant que nouvel entrant, endosse la responsabilité de ce nouvel objet de préoccupation.

La définition de l'hydrogène bas-carbone telle qu'elle apparaît dans ces actes délégués se base sur trois critères : la temporalité, l'additionnalité et la notion de zone géographique d'enchères. La solution mise en place, bien que perfectible, préserve l'esprit futur de ce système de production d'hydrogène, lequel devrait reposer sur des sources renouvelables ou à faible émission de carbone, tout en accordant un sursis aux principes d'additionnalité et de temporalité, autorisant ainsi les pionniers à progresser. Bien que cette solution ne soit pas parfaite, elle constitue néanmoins une règle établie. Il est à noter que les États-Unis, malgré leurs prétentions initiales, ont éprouvé des difficultés à mettre en place une méthodologie et s'orientent désormais vers une réglementation similaire.

En outre, il faut savoir qu'actuellement, la croissance mondiale de la production d'hydrogène, de l'ordre de trois millions de tonnes sur l'année 2022, demeure tirée par la demande classique, c'est à dire une production d'hydrogène essentiellement basée sur le gaz naturel. Il serait pertinent que les grands producteurs internationaux s'accordent sur une planification pour cesser d'installer de nouvelles unités à base d'énergies fossiles. Il est impératif d'exiger des acteurs industriels utilisant actuellement de l'hydrogène gris qu'ils décarbonisent leurs actifs. Aujourd'hui, la réglementation, telle qu'elle est conçue, permet d'exonérer les producteurs d'ammoniac de passer au vert pour des raisons de risque pour la souveraineté alimentaire de l'union, une revendication notamment portée par la France.

Avec cette réglementation, de la même manière le raffinage ne fait pas partie de l'industrie et donc n'est pas partie aux réglementations qui imposent que 42% de l'hydrogène produit en Europe pour l'industrie le soit à partir de ressources bas carbone. Bien que le secteur du raffinage tende aujourd'hui à se décarboner, partiellement en réponse à la montée des réglementations des biocarburants, une analyse approfondie révèle que seulement 30 % de la demande actuelle d'hydrogène sera décarbonée sous l'effet des directives RED II et RED III. Il eût ce faisant été plus judicieux de mettre en place des règles contraignant les actifs existants à passer à la captation et au stockage du carbone (CCS) ou à basculer en actifs verts.

Confrontations Europe : La société d'investissement que vous dirigez, Hy24, est actuellement le leader européen dans le secteur des investissements liés à l'hydrogène. Il le doit notamment à votre fonds Clean H2 Intra Fund, le premier de son genre dans le monde, entièrement consacré au déploiement des infrastructures de l'hydrogène vert. Pourriez-vous nous éclairer sur les orientations stratégiques de vos investissements ? Existe-t-il des segments spécifiques de la chaîne de valeur ou des catégories d'infrastructures sur lesquels vous concentrez particulièrement vos efforts ?

Pierre-Etienne Franc : En tant qu'investisseur privé, nous accomplissons quatre missions essentielles. Premièrement, notre capacité à rallier des investisseurs tant industriels que financiers a généré une dynamique d'envergure, une sorte de club rassemblant tous les acteurs pertinents. Cet ensemble, consacrant deux milliards d'euros, est mobilisé pour des projets d'infrastructures. Ceci engendre un effet de levier considérable, dans la mesure où nos deux milliards d'investissement peuvent, si gérés de manière adéquate, catalyser jusqu'à 20 milliards d'euros. Comment cela est-il réalisable ? C'est parce que nous n'opérons pas en solitaire, nous collaborons avec divers investisseurs, parfois en partenariat avec les autorités publiques, voire en recourant au refinancement des projets dès que leur structure de cash flow le permet.

Deuxièmement, nous accélérons la mobilisation des fonds publics plus rapidement que d'autres acteurs. Contrairement à d'autres fonds d'investissement et à l'exception des jeunes pousses dans ce secteur, nous sommes tenus d'investir dans l'hydrogène bas carbone et de nous assurer que ces investissements conduisent à un déploiement de nouvelles capacités dans les six prochaines années. En conséquence, nous agissons comme un catalyseur pour activer l'engagement des autorités publiques.

Troisièmement, nous apportons un soutien aux développeurs de projets, ceux qui ont la vocation de repousser les limites, de bouger les lignes. Le constat que nous faisons actuellement dans le secteur de l'hydrogène ressemble à ce que nous avons observé dans le domaine des énergies renouvelables : les premiers acteurs à s'attaquer aux projets considérés comme structurants mais qui comportent un certain nombre d'incertitudes sont souvent des développeurs, avant que les acteurs majeurs ne décident d'intervenir et de racheter ces premiers innovateurs lorsque le modèle est viable.

Quatrièmement, en prenant des participations dans des entreprises telles que Hy2gen, Enagás renovable, Everfuel, ou Elyse Energy, nous envoyons des signaux au marché, indiquant que ces sociétés bénéficient de notre soutien dans leurs projets. Par ce biais, nous fournissons aux équipementiers une indication précieuse quant à l'avenir du marché.

Dans ce contexte, nous nous concentrons sur des projets localisés dans des régions où l'accès à l'énergie est la plus compétitive possible. Il s'agit principalement des régions au nord et au sud de l'Europe, et, au-delà du Vieux Continent, des pays du sud caractérisés par des mix énergétiques basés sur le solaire et l'éolien.

Nous focalisons nos efforts sur des projets de production d'hydrogène et de ses dérivés, destinés à répondre aux besoins existants, gris, que nous souhaitons rendre plus respectueux de l'environnement, notamment dans le raffinage, la production d'ammoniac, et potentiellement dans de nouvelles entreprises de l'industrie lourde où la transition vers l'hydrogène représente l'option privilégiée, notamment dans les domaines de la décarbonation des filières de sidérurgie intégrée, grâce à l'utilisation de l'Hydrogène comme agent réducteur de l'oxyde de fer, en substitution du charbon.

De plus, nous nous efforçons, conformément à l'une des orientations majeures de notre fonds, de stimuler l'adoption de l'hydrogène dans les secteurs du transport lourd et intensif. Enfin, à l'avenir, nous porterons un regard attentif sur les réseaux de gazoducs, car ils deviendront un enjeu crucial. Actuellement, notre attention réside essentiellement dans la production visant à décarboner les industries existantes. Plus concrètement, depuis la création du fonds, nous avons procédé à sept investissements, nous permettant de déployer environ 20 % des sommes dont celui-ci est doté, avec un engagement de déploiement à hauteur de près de 30 % d'ici la fin de l'année 2023.

Confrontations Europe : Disposez-vous dès à présent d'éléments quant aux retombées potentielles générées par ces initiatives et engagements ?

Pierre-Etienne Franc : À l'heure actuelle, il nous est difficile d'émettre un jugement définitif à ce sujet. Nous en sommes actuellement au stade des sociétés de développement de projet, lesquelles prendront ensuite en charge le développement de projets dans lesquels de multiples parties prenantes rentreront. Dans ce contexte, il est essentiel de noter qu'un investissement n'est jamais une démarche solitaire. En règle générale, notre implication suscite une multiplication des investissements, avec des facteurs multiplicateurs atteignant souvent deux, trois voire quatre. Toutefois, le véritable impact se manifeste ultérieurement, au moment où les développeurs de projets finalisent leurs études de faisabilité, élaborant les aspects techniques (tels que les calculs de budget ou les services d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction). À ce stade, lorsqu'ils arrêtent leur décision d'investissement définitive, d'autres intervenants viennent s'ajouter, créant ainsi un effet de levier significatif.

Un exemple éloquent de ce modèle serait ici le projet H2 Green Steel, où nous avons injecté des fonds considérables. Dans ce cas, l'effet de levier dépasse largement le facteur 10. Cette technologie, axée sur la réduction directe des émissions de CO₂ de la production d'acier, apparaît actuellement comme la plus prometteuse de son secteur puisqu'elle s'appuie sur des procédés technologiques déjà maîtrisés. C'est la raison pour laquelle nous entrevoyons avec optimisme un avenir florissant pour cette filière.

Confrontations Europe : L'année passée, la Commission européenne a annoncé le lancement de la Banque européenne de l'hydrogène, dont les contours ont été dévoilés en Août et dont nous pouvons maintenant observer l'aspect global. Dans le fonctionnement de cette institution, discernez-vous des similitudes en termes de capacité à mobiliser l'investissement privé par rapport à ce que vous accomplissez chez Hy24. Ou bien, au contraire, estimez-vous que cette institution souffre d'un manque d'ambition dans sa conception actuelle et qu'elle mériterait d'être réformée et améliorée afin de jouer un rôle réel de catalyseur pour l'investissement dans la filière hydrogène ?

Pierre-Etienne Franc : La Banque européenne esquisse une réponse préliminaire à un problème central de la gouvernance européenne : sur le climat, les Etats n'ont pas vraiment la main, puisqu'ils sont contraints par la réglementation sur les aides d'Etat. Néanmoins, la gouvernance européenne se trouve dans une situation délicate, car elle ne dispose pas véritablement des moyens financiers nécessaires pour se substituer entièrement aux Etats. Ainsi, nous sommes engagés dans un jeu étonnant, où la Commission européenne ne peut agir seule, mais peut bloquer les Etats. Les progrès ne sont pas assez rapides. La Banque européenne s'efforce de remédier à cette situation, mais elle se trouve forcée à voir la réalité en face, deux milliards d'euros de fonds alloués sont insuffisants pour engendrer un changement significatif. Cette initiative tente de souligner la nécessité d'une approche globale, évoquant en cela les actions entreprises par H2 Global, une structure de financement en Allemagne dédiée à l'importation d'hydrogène décarboné dans des nations non européennes.

Cette banque fait face à trois défis majeurs. Le premier concerne sa taille, qui est manifestement trop petite. Deuxièmement, elle cible principalement les marchés industriels, tandis que de plus en plus d'États s'approprient cette sphère. Par conséquent, elle néglige les aspects paneuropéens liés aux réseaux et à la distribution dans le secteur des transports. Enfin, il est impératif qu'elle développe des mécanismes de soutien pluriannuel au lieu de se concentrer uniquement sur les mécanismes de soutien aux dépenses d'investissement (CAPEX). Actuellement, le défi réside davantage dans la protection des investisseurs contre les risques de pertes de revenus ou de volatilité des volumes, car le lancement de projets majeurs est assorti d'incertitudes quant à la disponibilité desdits volumes, qui ne sont pas garantis à court terme.

La Banque européenne s'inscrit bien dans la perception d'un besoin accru de renforcer les approches fédérales dans le domaine du financement de la transition. Il est impératif d'accorder une attention plus soutenue aux enjeux authentiquement européens, notamment en ce qui concerne les infrastructures et les logiques de financement de capacités de paiements pluriannuels. La mise en œuvre de ces mesures constituerait un pas significatif dans la bonne direction.

Confrontations Europe : S'agissant de l'Europe et de sa capacité à émerger comme acteur prédominant dans la production d'hydrogène, une réflexion sur les domaines stratégiques à privilégier s'impose. Il est incontestable que les projets les plus ambitieux actuels sont principalement localisés en dehors de l'Europe, notamment au Chili, au Canada ou en Chine, cette dernière étant le principal producteur d'hydrogène vert. Face à ce contexte, dans quels domaines spécifiques l'Union européenne pourrait investir et quelles technologies devrait-elle privilégier ? A-t-elle une réelle chance de devenir un acteur de premier plan ?

Pierre-Etienne Franc : En ce qui concerne les technologies, l'Europe ne se situe pas dans une position aussi désavantageuse qu'il n'y paraît. Le système de dérogations, avec le Projet Important d'Intérêt Européen Commun (PIIEC), qui permet aux États membres d'apporter leur soutien financier à certains fabricants et producteurs, a, malgré un déploiement relativement lent, permis aux États européens de financer les 35 principaux équipementiers du secteur. Ces financements visaient le développement de chaînes de production d'électrolyses, de piles à combustible, de stations et de réservoirs. Plus spécifiquement, en ce qui concerne la capacité de production d'électrolyseurs en Europe, sur les quatorze gigawatts de capacités actuellement installées dans le monde, la Chine détient une part dominante de 50%, tandis que l'Europe affiche une part non négligeable de près de 25%. Un constat positif, bien que relatif.

À l'échelle mondiale, les annonces de nouvelles chaînes de production d'électrolyseurs atteignent environ 150 gigawatts, et ici encore, l'Europe conserve une part de 20%. L'Europe semble donc relativement bien positionnée. Cependant, la véritable préoccupation réside dans la compétitivité des prix de production. Actuellement, les projets menés sur le sol européen ou ailleurs, aux États-Unis par exemple, affichent un coût de production de l'ordre de 1,5 à 2 millions d'euros par mégawatt, tandis qu'en Chine, les chiffres avancés évoquent un coût bien inférieur, sous le million d'euros par mégawatt. La concurrence chinoise demeure donc un défi de taille.

L'Europe a pris des mesures pour soutenir ses acteurs et stimuler leur développement. Toutefois, en tant qu'importateur net d'énergie, l'Europe se pose en marché intéressant pour le reste du monde, orientant une partie du marché dans son sens. Ce positionnement devrait permettre à l'Europe d'obtenir des prix compétitifs pour l'hydrogène et l'ammoniac, essentiels au maintien de ses industries gourmandes en énergie. L'enjeu est, en effet, centré sur le fait de retenir ces industries en Europe, plus que de vouloir produire la totalité de l'hydrogène localement.

En outre, un secteur sur lequel l'Europe reste en observation, alors qu'elle pourrait réussir, est celui des transports. Les transports continuent de contribuer de manière significative, à hauteur de 20 à 25%, aux émissions de gaz à effet de serre. L'électrification ne saurait à elle seule résoudre ce problème, d'où la nécessité d'explorer des solutions hybrides, notamment dans les transports lourds et intensifs, faisant appel à l'hydrogène. Les constructeurs européens ont engagé des actions dans cette direction et sont en quête de modèles appropriés. Les équipementiers bénéficient du soutien de l'Europe.

L'Europe a également établi des objectifs ambitieux en matière de déploiement d'infrastructures, renforcés par des réglementations contraignantes pour le secteur des transports. Cependant, on ressent encore un manque de support au déploiement de ces infrastructures afin de permettre aux constructeurs de franchir l'étape suivante et devenir des acteurs majeurs, voire des co-leaders, aux côtés des Chinois, dans la mobilité hybride à l'hydrogène. Actuellement, il est important de noter que la Chine détient plus de 40% des stations-service, plus de 80% des camions et des bus à hydrogène déployés dans le monde.

L'Europe possède encore des atouts pour réussir, mais elle doit accélérer le rythme. Le véritable défi réside dans le fait que l'Europe est dotée d'une économie développée, caractérisée par des réglementations et des autorisations strictes visant à protéger l'ensemble de ses citoyens et de leurs environnements. Elles peuvent entraver la rapidité du déploiement des infrastructures. Ceci est un choix de société bénéfique à l'échelle individuelle, mais qui ne sert pas nécessairement au mieux les intérêts de l'Europe dans son ensemble.

Face à cela, il est indéniable que la Chine a déjà acquis une position de leader dans le domaine de l'hydrogène. Elle détient plus de la moitié des 800 mégawatts de capacités de production d'hydrogène par électrolyse. Elle dispose également de la moitié des sites de fabrication et de plus de cent fournisseurs d'électrolyseurs en quête de déploiement à petite échelle et qui ont le potentiel de devenir des géants à l'avenir.

Face à ce constat, l'Europe a deux options : considérer cela comme un échec regrettable ou prendre acte du fait que l'hydrogène est central pour la transition énergétique, et accélérer ses efforts pour répondre à la dynamique chinoise. ■

Entretien réalisé à Paris par Briec HALLOUET, le lundi 9 octobre 2023

LE DÉFI TECHNOLOGIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

ENJEUX DU
DÉPLOIEMENT DE
L'HYDROGÈNE
RENOUVELABLE



Par Emanuelle Wargon,

Présidente de la Commission de régulation
de l'énergie

QUELS DÉFIS EN PERSPECTIVE POUR LA RÉGULATION DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ ?

Introduction

Élément le plus présent dans l'univers, l'hydrogène connaît ses premières utilisations énergétiques dès le début du XIXe siècle. Le premier moteur à combustion interne fonctionnant à l'hydrogène est créé en 1805 puis la pile à combustible est inventée en 1829.

Aujourd'hui, l'hydrogène est déjà un vecteur énergétique pour certains procédés industriels. En France, sa consommation annuelle est de 900 000 tonnes. Mais 95% de cet hydrogène est produit à partir de combustibles fossiles, soit par vaporeformage de gaz naturel, oxydation des hydrocarbures ou gazéification du charbon, et est très émetteur de dioxyde de carbone (pour 1kg d'hydrogène fossile produit, jusqu'à 10 kg de dioxyde de carbone émis).

Depuis cinq ans, dans le contexte de l'urgence climatique et des trajectoires réhaussées de baisse des émissions de gaz à effet de serre, l'hydrogène décarboné est revenu au centre des débats, soit pour une utilisation comme vecteur énergétique à part entière, soit comme solution de stockage dans un mix énergétique composé d'une part importante d'énergies renouvelables.

Malgré ce regain d'intérêt, le sujet était encore peu cadré. La CRE a donc lancé une étude sur ce thème, en concertation avec les acteurs du secteur énergétique, dont les conclusions ont été rendues publiques en juin 2021. Ce rapport constitue une base pour nos réflexions et pose de nombreuses interrogations auxquelles je m'attacherai à répondre dans le cœur de cet article. La première question est bien sûr celle de la définition, qui fait l'objet de discussions engagées au niveau européen. Vient ensuite l'enjeu des usages. Pour quels usages l'hydrogène est-il le plus efficace pour décarboner, notamment par rapport à l'électrification ? Les usages sont eux-mêmes directement liés aux enjeux des infrastructures et donc à la régulation de ces infrastructures. Faut-il réguler dès maintenant les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène ? Enfin, toutes ces questions se posent uniquement si un modèle économique émerge pour l'hydrogène décarboné. Les prix de production fortement dépendants des prix de l'électricité pourront-ils être compétitifs ?

La neutralité technologique est nécessaire pour réussir la décarbonation

Plusieurs techniques existent pour produire de l'hydrogène décarboné : la pyrolyse du méthane qui génère de l'hydrogène et du carbone solide ou l'électrolyse de l'eau qui nécessite une consommation électrique importante.

A ce stade, le choix technologique le plus mûr est celui d'une production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Or, ce mode de production va nécessiter une production électrique conséquente : 1 kg d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau nécessitera jusqu'à 58 kWh d'électricité. A horizon 2050, si l'hydrogène décarboné devait prendre une part importante dans le mix énergétique français, les études estiment que la production annuelle d'électricité mobilisée pour sa production serait de 50 à 90 TWh.

L'accès à une électricité bas-carbone est donc la première des conditions pour favoriser le développement d'une production d'hydrogène électrolytique décarboné. Et la seule mobilisation des capacités de production renouvelables ne suffira pas. C'est pourquoi la France défend au niveau européen, avec plusieurs autres Etats-membres, la nécessité de ne pas défavoriser une production d'hydrogène à partir d'électricité nucléaire par rapport une production d'hydrogène à partir d'une électricité renouvelable, dite « hydrogène vert ».

Par ailleurs, le coût encore élevé des électrolyseurs implique un taux de charge très supérieur à la disponibilité des énergies renouvelables afin de produire un hydrogène compétitif. L'approvisionnement des électrolyseurs en électricité - nucléaire et renouvelable - permettrait à la fois de produire de l'hydrogène décarboné en continu ou presque, d'augmenter le taux de charge de l'électrolyseur, et donc sa rentabilité.

En tant que régulateur, la Commission de régulation de l'énergie privilégie une approche de neutralité technologique lorsque les différents choix offrent des solutions efficaces pour réduire les émissions de gaz à effet de serre au meilleur coût. Freiner une technologie plutôt qu'une autre aurait pour conséquence de compromettre les objectifs de décarbonation.

Industrie et mobilité sont les deux principaux secteurs concernés par l'hydrogène décarboné

Compte-tenu des besoins en électricité que demande la production d'hydrogène par électrolyse, une priorisation des usages doit être réfléchie.

En France, l'objectif est en premier lieu de mobiliser l'hydrogène décarboné pour substituer l'hydrogène fossile dans les industries qui l'utilisent déjà comme intrant : raffinage du pétrole, production d'ammoniac pour les engrais, chimie ou encore verrerie. Cela permettrait d'éviter l'émission de 11 millions de tonnes de dioxyde de carbone chaque année, soit 2% des émissions françaises.

Dans un deuxième temps, d'autres industries qui utilisent aujourd'hui des procédés émetteurs de CO₂, pourraient utiliser l'hydrogène pour décarboner leurs processus lorsque l'électrification n'est pas possible ou n'est pas le plus efficace sur le plan technico-économique. La métallurgie et les cimenteries pourraient par exemple être particulièrement concernées.

Par ailleurs, d'autres secteurs sont en train de faire émerger des modèles économiques compétitifs pour l'hydrogène bas-carbone, notamment la mobilité lourde ou ferroviaire, qui répondent à des besoins de fortes puissances motrices ou de longue autonomie. Ils sont notamment soutenus par l'ADEME via l'appel à projets « écosystèmes territoriaux hydrogène » qui encourage les solutions les plus matures. Toutefois, plusieurs défis technologiques mais aussi sécuritaires restent encore à relever pour valoriser ce vecteur énergétique dans les transports.

Ces différents usages de l'hydrogène entraînent de fait une autre interrogation : faut-il développer des infrastructures maillant finement le territoire ?

Adopter la meilleure approche vis-à-vis des réseaux pour assurer à la collectivité un développement technico-économique efficace

En Europe, deux modèles énergétiques se concurrencent pour le déploiement de l'hydrogène décarboné.

Le modèle localisé, soutenu par la France, privilégie en priorité l'implantation d'électrolyseurs dans les zones géographiques proches des lieux de consommation, essentiellement industriels. Concrètement, il s'agit des quatre grandes zones industrielles françaises : Dunkerque, Fos-Marseille et les vallées de la Seine et du Rhône. En effet, les besoins avérés de l'industrie offrent des certitudes quant à la demande d'hydrogène dans ces zones (déjà plus de 7GW de raccordements demandés pour des électrolyseurs). C'est pourquoi le gouvernement français axe sa stratégie sur le soutien au déploiement des électrolyseurs sur les sites industriels de consommation avec une enveloppe de 8,9 milliards d'euros jusqu'en 2030.

Au contraire, certains Etats membres européens, qui ne posséderont pas de capacité de production électriques suffisantes, portent un modèle s'appuyant davantage sur des réseaux de transports paneuropéens et des importations massives d'hydrogène produit dans la péninsule ibérique ou les pays du Maghreb. Compte tenu des conditions météorologiques, ce sont des lieux propices à la production d'électricité à bas prix à partir d'énergies renouvelables. Au-delà des besoins de financement massifs des infrastructures nécessaires, cette vision pose fortement la question de la souveraineté énergétique dans un contexte où la dépendance de l'Europe aux importations gazières a été mise en exergue ces deux dernières années.

De son côté, à travers la révision du Paquet Gaz, la Commission européenne souhaite dès à présent envisager le modèle du développement de l'hydrogène sur le modèle du gaz, tant en termes de règles pour l'accès aux infrastructures, d'obligations pour leurs détenteurs que de régime réglementaire. Mais les incertitudes demeurent fortes quant à l'évolution de l'offre et de la demande en dehors des usages industriels. Pour la Commission de régulation de l'énergie, le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène doit tenir compte de cette incertitude et s'effectuer sur la base de besoins clairement identifiés. L'objectif étant d'éviter les coûts échoués qui seraient in fine payés par les consommateurs via les tarifs de réseaux. Ces infrastructures de transport de stockage d'hydrogène ne sont à ce jour pas régulées, même si certaines activités exploratrices des gestionnaires de transport sont portées par les tarifs de réseaux. Par ailleurs, il est utile de rappeler que le marché du gaz naturel, et les infrastructures associées, se sont développés dans le cadre de modèles intégrés, sur la base de besoins foisonnants et de contrats de long terme, offrant de la visibilité et permettant l'amortissement des investissements. Le marché de l'hydrogène n'a pas encore atteint ce stade et il convient de l'accompagner en préservant de la souplesse quant au modèle, aux obligations et aux règles de régulation.

Toutefois, la Commission de régulation de l'énergie n'est pas fermée au développement d'infrastructures de réseaux pour l'hydrogène, régularisées ou non. Elle a publié début avril une étude sur le devenir des infrastructures gazières à horizon 2030 et 2050. Un des principaux constats est le besoin pour les trente prochaines années d'un réseau de transport de gaz conséquent malgré la baisse inhérente de la consommation de cette énergie. A horizon 2050, l'étude estime que seules 3 à 5% des canalisations de transport pourraient être « libérées » et éventuellement converties pour le transport d'hydrogène. Concernant le stockage, la conversion des stockages salins, plus adaptés pour l'hydrogène, pourrait être pertinente si le besoin est avéré. Cependant, toute conversation semble imprudente avant 2030. Si l'enjeu de cette étude était bien l'évolution des infrastructures gazières et non celles d'hydrogène, la Commission de régulation de l'énergie a fait le choix de poursuivre cette étude avec un volet spécifique à l'hydrogène qui permettra d'éclairer davantage les possibles évolutions futures.

Enfin, mélanger hydrogène et gaz dans les réseaux actuels revient parfois dans le débat public. La Commission de régulation de l'énergie réaffirme son opposition à cette solution qui soulève des problématiques techniques et économiques : l'hydrogène décarboné est un bien rare et coûteux dont une grande partie de la valeur serait détruite en cas de mélange avec du gaz naturel.

La réforme du marché européen de l'électricité : un enjeu majeur pour l'hydrogène décarboné

Il reste un élément essentiel à aborder pour être complet : le prix de l'électricité. Il représente jusqu'à 70% du coût de production de l'hydrogène décarboné. Cette prépondérance du prix de l'électricité dans le coût de l'hydrogène pourrait encore augmenter avec la massification et l'optimisation des électrolyseurs, qui devraient tirer les coûts d'investissement à la baisse.

Il est donc essentiel pour la filière hydrogène de disposer de prix d'électricité stables et abordables. C'est tout l'enjeu de la réforme du marché européen de l'électricité proposée par la Commission européenne en mars. L'objectif est de permettre aux producteurs d'électricité décarbonée de sécuriser leurs futurs revenus. Pour ce faire, la diversité des problèmes à résoudre et des types d'actifs en jeu plaide pour disposer d'une pluralité d'outils : les prix marché de long terme (forwards), les contrats d'achat d'électricité à long terme (power purchase agreement, PPA) et les contrats pour différence (CFD).

Le texte mis sur la table par la Commission européenne va dans la bonne direction, même si le processus d'adoption est encore loin d'être achevé.

Conclusion

Ces dernières années, le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique s'est affirmé. La France reste l'une des premières nations au monde où la filière connaît une maturation avancée, un soutien du gouvernement affirmé et un régulateur engagé. L'hydrogène bas carbone est un enjeu de décarbonation pour nos industries et nos transports, mais doit être aussi un facteur d'externalités positives : compétitivité, aménagement du territoire et croissance.

Il est désormais certain que, malgré les interrogations qui demeurent notamment pour le régulateur qui doit assurer la protection des consommateurs tout en favorisant l'innovation et en accompagnant la transition énergétique, l'hydrogène jouera sa part dans les transformations énergétiques de demain. ■



Par Daniel Fraile,
Responsable du plaidoyer à Hydrogen Europe

GARANTIES JURIDIQUES POUR LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE EN EUROPE

La directive sur les énergies renouvelables et la banque de l'hydrogène ont un rôle crucial à jouer dans la consolidation du marché européen de l'hydrogène, qui subit actuellement des pressions internes, en raison de la lenteur de la mise en œuvre, et externes à cause de la concurrence internationale.

La transition mondiale vers un avenir durable et neutre en carbone a placé l'hydrogène renouvelable au cœur de la transformation des secteurs de l'énergie et de l'industrie. Alors que l'Europe cherche à réduire ses émissions de gaz à effet de serre et renforcer sa sécurité énergétique, l'hydrogène renouvelable apparaît comme une solution prometteuse. Toutefois, la réussite de son déploiement en Europe dépend fortement d'un cadre juridique solide qui offre certitudes, soutien et incitations à l'industrie. Dans cet article, il s'agit de mettre en évidence les garanties juridiques nécessaires, en soulignant l'importance de la directive sur les énergies renouvelables (RED), des actes délégués RED II et de la banque de l'hydrogène en tant qu'outil de marché essentiel, pour assurer la compétitivité de l'industrie et atteindre ainsi les objectifs européens en matière de décarbonisation.

La directive sur les énergies renouvelables (RED) et les actes délégués RED II sont les principaux moteurs réglementaires de l'accélération de la production d'hydrogène renouvelable.

La directive sur les énergies renouvelables (RED), instrument juridique essentiel au sein du cadre réglementaire de l'Union européenne, vise à promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et à atteindre les objectifs contraignants de l'UE en la matière. La législation RED III introduit des objectifs résolument ambitieux concernant la part d'hydrogène renouvelable que les États membres doivent atteindre dans les secteurs des transports et de l'industrie d'ici 2030. Une autre pièce importante du puzzle se présente sous la forme de deux actes délégués.

Relevant des articles 27 et 28 de la RED II, ils définissent les critères permettant de classer un carburant comme "renouvelable d'origine non biologique" (RFNBO) au sens de la directive, et donc de déterminer si son utilisation peut être prise en compte dans les objectifs de la RED II en matière d'énergie renouvelable. Les éléments faisant débat sont liés aux questions de l'additionnalité et de la corrélation temporelle et géographique. Malgré leurs limites, les deux actes délégués peuvent apporter des réponses claires à l'industrie de l'hydrogène renouvelable, car ils établissent des dispositions spécifiques relatives à la définition de l'hydrogène renouvelable, aux critères de durabilité pour les filières de production d'hydrogène, aux futurs systèmes de certification et aux mécanismes de soutien.

S'il est essentiel de disposer de directives ambitieuses à l'échelle de l'UE, l'impact réel sur le déploiement de l'hydrogène renouvelable dépendra désormais de la mise en œuvre de la RED et des actes délégués au niveau des États membres. Les retards ou incohérences dans l'adoption et la mise en œuvre de la législation peuvent créer un environnement incertain pour les investisseurs et les acteurs de l'industrie, ce qui risque de freiner la croissance du marché. Pour éviter cela, l'UE a besoin d'une vision claire des mécanismes conçus dans chaque État membre pour atteindre les objectifs en matière d'hydrogène liés à la RED III, ainsi que d'une interprétation détaillée des actes délégués par la Commission, suivie d'un déploiement de systèmes de certification qui pourraient être rapidement mis en œuvre. Ce processus conditionnera une approche intégrée de la mise en œuvre, qui devrait être complétée par un cadre de soutien conçu au niveau de l'UE et des États membres.

La banque de l'hydrogène : vers la mise en place d'une chaîne de valeur complète de l'hydrogène dans l'UE

L'industrie de l'hydrogène renouvelable se trouve à un stade critique, cherchant à intensifier ses activités et à attirer des investissements importants. Les acteurs du secteur ont exprimé de sérieuses inquiétudes quant à des retards et incertitudes supplémentaires qui pourraient mettre en péril le potentiel du marché et entraver la compétitivité de l'Europe sur la scène mondiale, en particulier avec les récents progrès réalisés aux États-Unis et en Chine.

En effet, les projets d'hydrogène renouvelable nécessitent souvent des investissements initiaux substantiels. Or, l'incertitude entourant les réglementations et les mécanismes de soutien pourrait entraîner le report de projets ou le détournement de fonds vers des secteurs mieux établis et moins risqués. De plus, avec l'intensification de la concurrence internationale et l'investissement actif d'autres pays dans l'hydrogène renouvelable, l'Europe ne parvient pas à fournir un environnement favorable à l'industrie, risquant ainsi de perdre sa position de leader mondial en matière de technologies énergétiques propres.

Reconnaissant la nécessité d'un soutien public concret et d'un cadre réglementaire cohérent, le concept d'une banque de l'hydrogène est apparu comme un outil de création de marché. La banque vise à faire avancer le secteur de l'hydrogène renouvelable, à la fois dans l'UE et sur la scène mondiale, ainsi qu'à faciliter la production et la consommation nationales d'hydrogène renouvelable.

Dans son volet intérieur, la Banque de l'hydrogène jouera le rôle de catalyseur pour coordonner les activités et les flux de financements afin de soutenir les projets liés à l'hydrogène renouvelable. Elle offrira un soutien financier aux projets par le biais d'une prime fixe (un montant fixe de financement par kilogramme d'hydrogène renouvelable produit). En attirant des fonds publics, des investissements privés et des obligations vertes, la Banque de l'hydrogène peut soutenir des projets innovants qui contribuent aux objectifs de décarbonisation de l'Europe et tirer parti de son budget initial (estimé à 800 millions d'euros) pour obtenir d'autres financements.

Il faudra davantage d'informations avant de savoir exactement comment le pilier international de la banque s'attaquera aux défis liés aux importations, qui sont d'une nature tout à fait différente. En effet, l'Europe aura besoin d'un instrument capable de faciliter les importations d'hydrogène dès que possible, jusqu'à ce que la production européenne soit à même de remplir sa mission. Pour ce faire, les institutions étudient actuellement les mécanismes existants pour agréger l'offre mondiale d'hydrogène et ses dérivés (par exemple, par le biais d'AggregateEU) et la manière de les connecter (par exemple, au travers de H2Global). Ces deux types de soutien seront cruciaux, en particulier au cours des premières étapes du développement du secteur, qui doit relever les défis de l'échelle et de la compétitivité.

Alors que l'Europe s'efforce de tracer une voie durable et neutre en carbone, le déploiement de l'hydrogène renouvelable apparaît comme une lueur d'espoir. Mais son succès exige un effort de collaboration entre les décideurs politiques, les acteurs de l'industrie et le public autour de la vision d'un avenir plus vert. Pour prospérer sur un marché mondial où la concurrence est féroce, l'Europe doit développer un environnement propice à l'innovation et attirer les investissements dans l'hydrogène renouvelable. Le destin de l'industrie dépend de la détermination des décideurs politiques, aux niveaux national et supranational, à créer un paysage réglementaire clair et stable qui inspire la confiance et stimule le progrès. ■



Par Aymeric Canton, Julie Mougin et Franklin Streichenberger
Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

COMMENT L'HYDROGÈNE ÉLECTROLYTIQUE CONTRIBUERA À LA DÉCARBONATION DE L'ÉCONOMIE EUROPÉENNE

En 2021, les émissions de CO₂ à l'échelle mondiale étaient de 37124 Mt, dont 31% pour la Chine, 13% pour les Etats-Unis et environ 8% pour l'Union européenne[1]. Le plan Fit for 55 de la Commission européenne entend réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55%[2] par rapport au niveau de 1990. Cela implique notamment de repenser les politiques d'approvisionnement en énergie bas carbone dans l'ensemble des secteurs économiques. L'hydrogène (H₂) bas carbone et ses molécules dérivées vont jouer un rôle clé, en tant que matières premières, combustibles ou carburants, à la fois pour la décarbonation des procédés industriels, des transports, du bâtiment, et pour apporter de la flexibilité aux réseaux d'énergies (stockage de l'électricité, report de consommation, ...).

La demande mondiale d'H₂ a atteint 94 Mt en 2021[3], dont ~ 9 Mt en Europe (cf. Figures 1 et 2), principalement pour des procédés industriels, comme la synthèse d'ammoniac pour la production d'engrais ou le raffinage de produits pétroliers. Cependant, il est majoritairement produit par vaporeformage du gaz naturel, procédé fortement émetteur de CO₂ fossile[4].

[1] Source : Global Carbon Atlas

[2] <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

[3] Global Hydrogen Review, International Energy Agency (IEA), 2022

[4] 11 kgCO₂/kgH₂ produit; source : <https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>

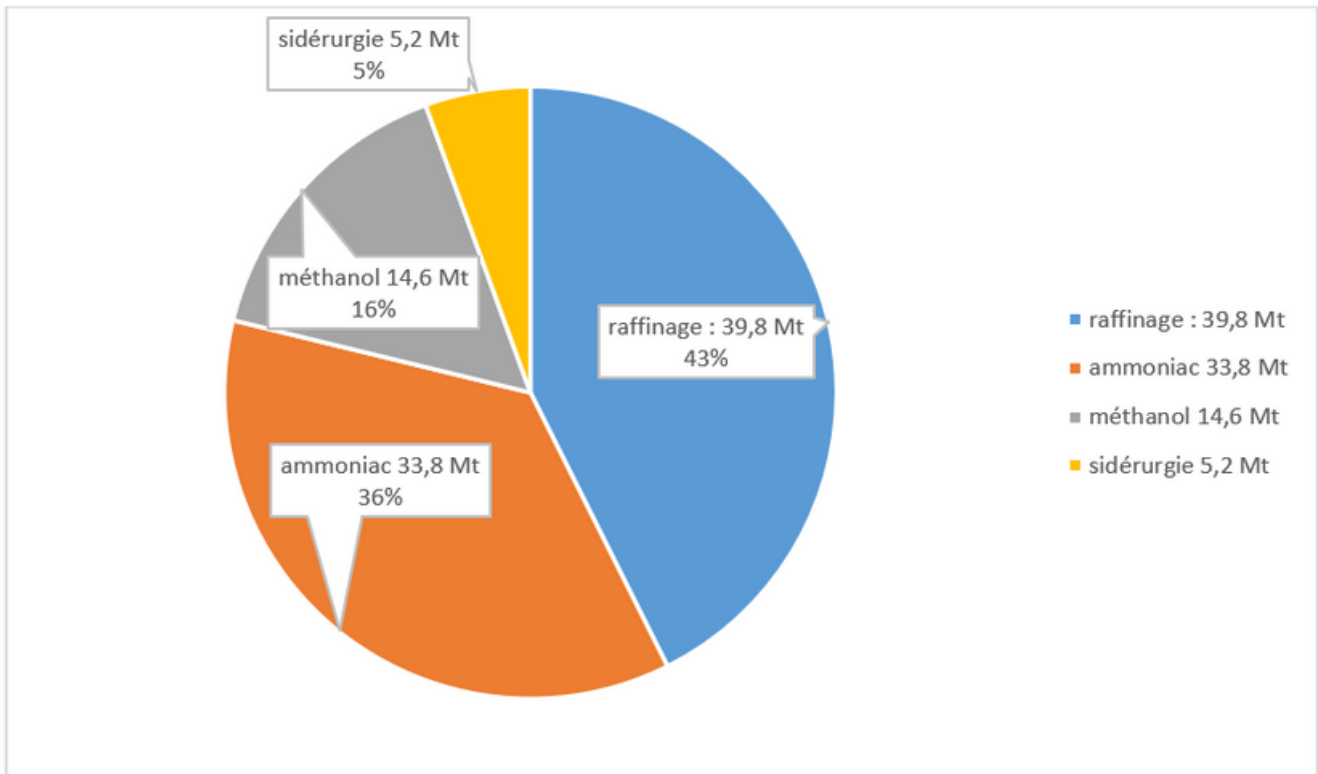


Figure 1 : Répartition de la demande d'H₂ dans le monde en 2021³

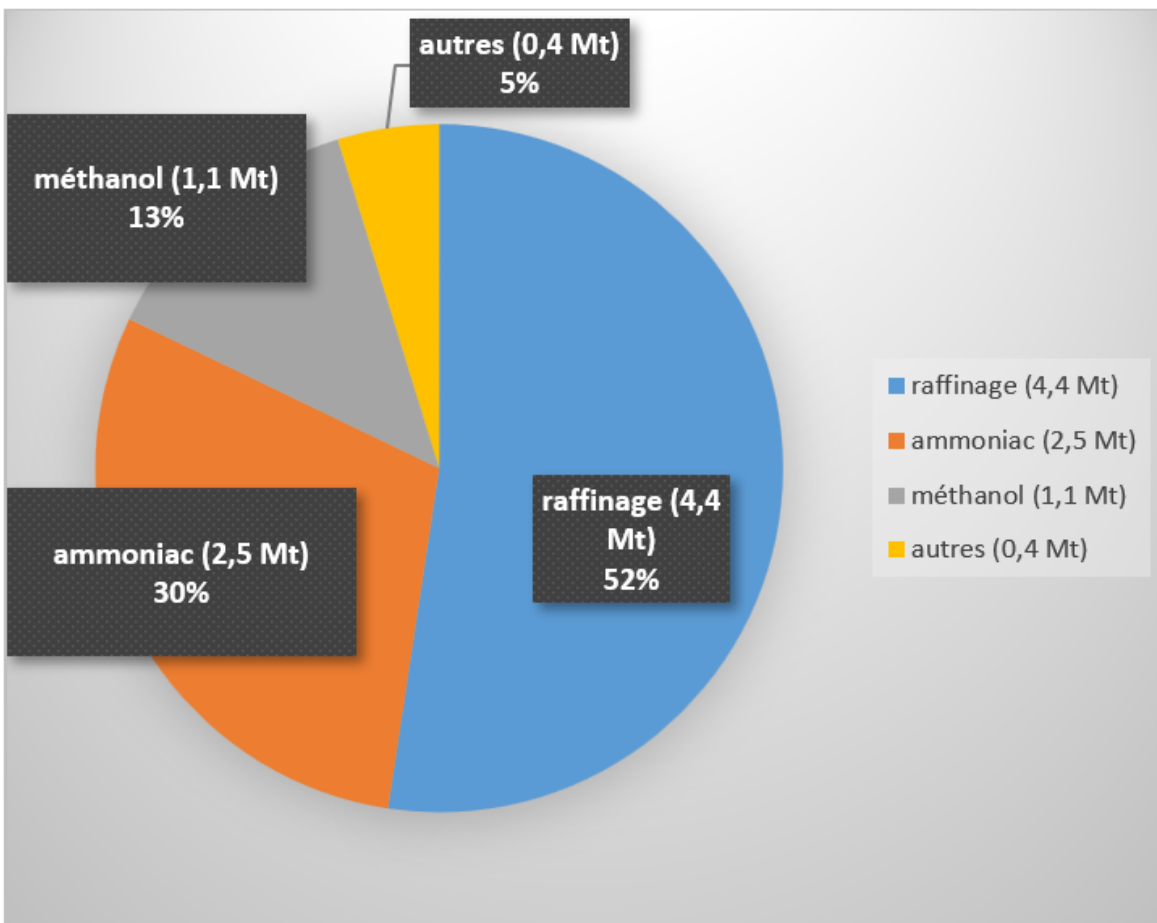


Figure 2 : Répartition de la demande d'H₂ en Europe en 2020⁵

Vers un rôle majeur pour la production d'H2 bas carbone

Sous l'effet d'un courant électrique, ce procédé permet de dissocier l'eau (H₂O), en dihydrogène H₂ et dioxygène O₂. Si tous les projets engagés se réalisent, l'IEA estime que la production d'H₂ bas carbone par électrolyse devrait atteindre 14 Mt/an en 2030[5]. Cette capacité d'électrolyse permettra d'économiser de l'ordre de 112 Mt de CO₂/an[6]. En effet, la teneur en carbone de l'H₂ électrolytique est inférieure à 3 kgCO₂/kgH₂ lorsqu'il est couplé aux énergies renouvelables (ENR)[7] ou à l'énergie nucléaire, réduisant ainsi de cinq fois les émissions de CO₂ par rapport à l'H₂ fossile.

La Commission européenne, à travers le plan REPowerEU[8], reconnaît l'H₂ bas carbone comme un pilier important de la stratégie énergétique européenne et vise une production d'H₂ renouvelable annuelle de 10 Mt, plus 10 Mt supplémentaires d'importations annuelles en 2030.

Ce plan est très ambitieux car il requiert le déploiement sur le sol européen de 100 GW d'électrolyseurs[9] et 100Mt d'eau/an[10] pour produire les 10 Mt/an de H₂ et ce, d'ici 2030[11]. Le plan REPowerEU vise par ailleurs 1236 GW de capacité totale de production d'énergie renouvelable d'ici 2030 (600 GW d'électricité solaire, ~490 GW d'éolien et ~150 GW d'hydro). Il faudrait réserver 86% de la production solaire ou 47%[12] de la production éolienne pour atteindre l'objectif de 10Mt/an d'hydrogène électrolytique. Le recours au nucléaire est donc nécessaire si on veut limiter la part des ENR consacrée à la production d'hydrogène électrolytique sur le sol européen.

Exemples de décarbonation par usage de l'hydrogène

La stratégie de décarbonation des secteurs déjà grands utilisateurs d'H₂ comme le raffinage et l'industrie de l'ammoniac passe donc par la décarbonation de celui-ci, en le produisant par électrolyse de l'eau à partir d'électricité bas carbone.

[5] Global Hydrogen Review, IEA, 2022

[6] En considérant des émissions de l'ordre de 11kgCO₂/kgH₂ pour le vaporeformage et 3kgCO₂/kgH₂ pour l'électrolyse bas carbone.

[7] Source : <https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>

[8] REPowerEU : affordable, secure and sustainable energy for Europe, 18 May 2022

[9] En considérant des facteurs d'utilisation entre 58 et 64 % et un rendement de 50 kWh/kgH₂.

[10] Cela représente ~17% de la capacité du barrage de Serre-Ponçon, plus grand barrage de France, pour produire tout l'H₂ prévu à l'échelle européenne.

[11] Il faut 9 kg d'H₂O pour former 1 kg d'H₂.

[12] En considérant un facteur de charge éolien de 24,8% et solaire de 11,2% en 2021 dans l'UE.

Pour les autres secteurs où l'électrification n'est pas possible, l'utilisation d'H2 bas carbone et/ou de ses molécules dérivées est un moyen de décarbonation de leurs activités, sous réserve d'efficacité globale et de faisabilité technique. Ces autres secteurs sont :

- La sidérurgie : une alternative à l'utilisation du coke consiste à remplacer le haut fourneau par une unité de réduction directe (DRI) du minerai à l'aide d'un gaz réducteur, actuellement sur base de méthane mais pouvant être de l'H2, et un four électrique pour réaliser la fusion du minerai. On obtient ainsi un acier bas carbone, mais qui nécessite en continu de l'électricité et de l'H2 en très grandes quantités (120kt/an de H2, soit un électrolyseur de 1GW).
- Le secteur du transport et en particulier les transports intensifs et/ou lourds à l'instar des taxis, du transport maritime longue distance, et du transport aérien. Sur ce dernier notamment, l'initiative ReFuelEU aviation[13] vise à mettre en place un règlement pour développer la production et l'usage de carburants d'aviation durables (ou SAF pour sustainable aviation fuels). Il est préférable de parler de défossilisation plutôt que de décarbonation puisque le CO2 capté à la fabrication du carburant synthétique est ensuite relâché lors de sa combustion. Un SAF est un carburant issu de ressources non-fossiles : ce peut être un biocarburant, produit à partir de biomasse, ou bien un carburant de synthèse, produit par réaction d'H2 électrolytique avec du CO2. L'accord trouvé entre le Parlement européen et le Conseil le 26 avril 2023 définit la part minimale croissante de SAF et de carburants de synthèse entre 2025 et 2050 (cf.

Figure 3) :

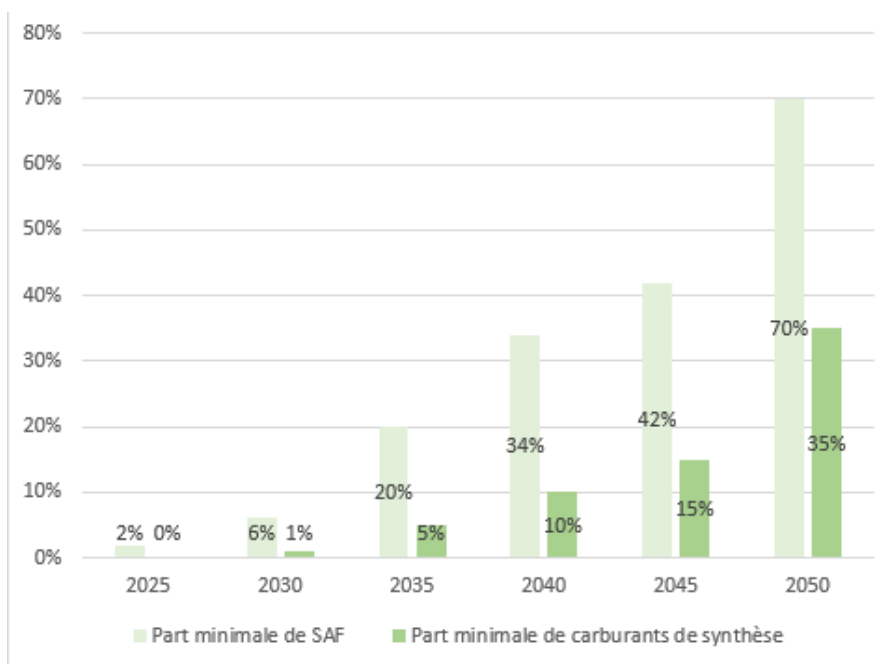


Figure 3 : Evolution de la part minimale des carburants d'aviation durables (biocarburants et carburants de synthèse) selon le règlement ReFuelEU

[13] ReFuelEU aviation - règlement pour stimuler l'offre et la demande de carburants durables pour l'aviation dans l'UE (accord politique du 26 avril, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_2389)

Pour l'aéroport de Schiphol, en prenant comme hypothèse une demande annuelle de kérosène de 2Mt, cette proposition impliquerait une demande de 200 kt de carburants de synthèse en 2040 soit un besoin de 150 kt d'H₂ électrolytique et 1Mt de CO₂. A elle seule, la production d'H₂ bas carbone nécessiterait 1GW d'électrolyseur associé à une production électrique bas carbone équivalente à celle d'un réacteur nucléaire de 1300MW.

Le cas de l'électrolyse haute température (EHT).

L'électrolyse de l'eau pour produire l'H₂ (et O₂) peut être effectuée soit à basse température à partir d'eau liquide, soit à haute température à partir de vapeur d'eau - une des technologies développées au CEA[14].

La réaction globale reste la même :



En revanche, la dissociation de la vapeur d'eau nécessite moins d'énergie par rapport à celle de l'eau liquide, comme présenté sur la Figure 4. La différence correspond à l'énergie nécessaire à la vaporisation de l'eau, qui se traduit par la discontinuité de la courbe de l'énergie totale nécessaire à la réaction (enthalpie ou DH).

De plus, lorsque la température augmente, une partie de l'énergie électrique nécessaire pour dissocier la molécule d'eau en phase gazeuse peut être remplacée par de la chaleur. Une telle situation se présente lorsqu'il existe localement une source de chaleur à bas coût, voire inexploitée, ce qui peut être le cas sur de nombreux sites, notamment industriels. La gamme de fonctionnement considérée comme la plus pertinente aujourd'hui pour un EHT se situe entre 700 et 850°C, suffisamment élevée pour assurer la performance d'électrolyse, mais pas trop du fait de limitations liées à la tenue des matériaux à haute température. Afin de supporter cette température de fonctionnement, la cellule EHT, cœur de la réaction électrochimique, est en céramique. Elle n'inclut aucun catalyseur à base de métaux nobles, et sa structure comme ses matériaux constitutifs sont actuellement identiques à ceux des cellules de piles à combustibles à oxyde solide (SOFC pour Solid Oxide fuel Cell)[15].

[14] Notamment pour la société GENVIA créée le 1er mars 2021 par le CEA, Schlumberger, VINCI Construction, Vicat et l'Agence Régionale Energie Climat Occitanie.

[15] F. Lefebvre-Joud, J. Mougin, L. Antoni, E. Bouyer, G. Gebel, « Matériaux de la filière hydrogène - Partie 1 : Production et conversion », Techniques de l'Ingénieur, N 1205

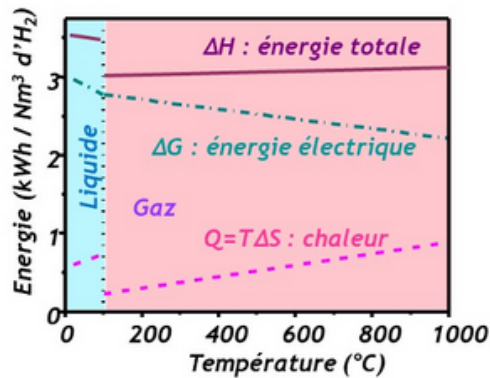


Figure 4 : Besoin énergétique pour la réaction d'électrolyse en fonction de la température ; enthalpie (ΔH), enthalpie de Gibbs (ΔG), entropie ($T\Delta S$) [figure d'après ²⁴]

La substitution d'une partie de l'énergie électrique par de la chaleur donne lieu à des rendements électriques plus élevés et contribue à diminuer le coût de l' H_2 produit[16]. Ainsi, les consommations électriques des systèmes électrolyseurs visées à l'horizon 2030 sont respectivement de 48, 48 et 37 kWh/kg H_2 , soit 70% de rendement PCI pour les électrolyses alcaline et PEM[17] et 91% pour l'EHT[18]. Ces valeurs confirment l'avantage de l'EHT d'un point de vue du rendement électrique.

Couplage avec le nucléaire

Comme mentionné précédemment, le couplage de la technologie EHT avec une source de chaleur est favorable d'un point de vue du rendement. Une source de chaleur aux alentours de 150°C pour vaporiser l'eau est suffisante. Nul besoin d'une source de chaleur à 700°C, car des stratégies de pilotage existent pour surchauffer cette vapeur jusqu'à la température de fonctionnement, et ainsi maintenir l'électrolyseur chaud sans besoin de consommer de la puissance électrique.

De ce point de vue, le couplage à un réacteur nucléaire semble très pertinent, dans le sens où il peut à la fois fournir la chaleur nécessaire à la vaporisation de l'eau et l'électricité nécessaire à la réaction d'électrolyse. De plus, du fait de son facteur de charge très élevé (~ 85% en Europe en 2019[19]), un réacteur permet de maximiser les plages d'exploitation de l'électrolyseur. Cet élément est également un facteur clé pour minimiser le Levelized Cost of Hydrogen (LCOH).

[16] Rendement électrique : $\eta_{el} = PCI_{H_2 \text{ produit}} / P_{elec \text{ consommée}}$

Où PCI : pouvoir calorifique inférieur de l' H_2 soit 242 kJ/mol, et $P_{elec \text{ consommée}}$: puissance électrique utilisée pour produire une mole d' H_2 .

[17] Proton Exchange Membrane

[18] Clean hydrogen Joint Undertaking, Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027, February 2022

[19] World Nuclear Industry status report

S'ajoute à cela le bénéfice environnemental car, sans être renouvelable, l'électricité nucléaire est bas carbone (12g CO₂/kWh d'après le GIEC à l'échelle mondiale, 6g CO₂/kWh en France d'après l'ADEME). Ainsi l'hydrogène électrolytique produit en France présente un contenu CO₂ de 2.77 kgCO₂/kgH₂[1], du fait de son mix électrique fortement nucléaire, alors qu'en Europe il est de 19.8 kgCO₂/kgH₂[2] (ce qui est finalement plus élevé que l'H₂ gris, c'est-à-dire produit par vaporeformage du gaz naturel, dont les émissions sont d'environ 11kgCO₂/kgH₂).

Conclusion

Remplacer les énergies fossiles par des vecteurs d'énergies bas carbone demande de produire ces vecteurs énergétiques en très grande quantité, tout en économisant les ressources (matériaux, eau). Idéalement, il faudrait orienter leurs usages en prenant en compte :

- L'efficacité globale : pour quelle application une unité énergétique de ce vecteur permet d'éviter le plus d'émissions de CO₂ ;
- La contrainte de faisabilité : privilégier l'électrification des usages et procédés, quand c'est impossible techniquement, se tourner vers l'H₂, et quand il ne convient pas, recourir aux carburants de synthèse.

En effet, l'H₂ et ses dérivés seront nécessaires pour décarboner les secteurs difficilement électrifiables, comme l'aviation, le maritime et certaines industries. Par ailleurs, l'objectif premier étant la réduction des émissions de CO₂, l'H₂ ne présente un intérêt que si sa production s'appuie sur un mix électrique bas carbone, soit composé d'énergies renouvelables et/ou de nucléaire.

Dans le cas contraire, la défossilisation du mix électrique devra alors être la priorité de l'État ou de la région concernée. L'électrolyse présente un intérêt tout particulier pour la production d'H₂ en Europe. Au-delà de son intérêt environnemental, elle assure l'indépendance technologique de notre continent, qui est un leader mondial sur ces technologies (alcalin, PEM ou EHT). L'inclusion des électrolyseurs dans la proposition de la Commission européenne du NZIA[22] est donc positive et bienvenue.

[20] Source : <https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>

[21] Données Ademe

[22] NZIA : Net Zero Industry Act

Toutefois, afin de pérenniser sa souveraineté sur ces technologies clés, l'UE se doit d'organiser le financement de la recherche – aussi bien sur les technologies plus matures qui peuvent et doivent être perfectionnées, que sur les futures technologies émergentes qui serviront à défossiliser de nouveaux usages telles que l'électrolyse AEM (anion exchange membrane) et l'électrolyse à base de céramique protonique. L'absence d'intégration d'un volet R&D dans le NZIA est un manque cruel pour les objectifs climatiques et énergétiques de l'Union européenne, et met en péril sa souveraineté énergétique.

Pour la production d'H₂ et de ses molécules dérivées telles que les carburants de synthèse, le couple nucléaire (pour produire l'électricité et la chaleur) et EHT (pour produire l'hydrogène à haut rendement), est une combinaison pertinente pour répondre à la majorité des besoins des différents secteurs (industriel et mobilité) : cette fourniture d'énergies peut être réalisée en grande quantité, avec une très faible empreinte carbone, sur une faible surface occupée, qui plus est, sur le sol national et/ou européen, permettant ainsi de diminuer la dépendance de l'Europe aux énergies fossiles et importées (pétrole, gaz et charbon représentaient 71% de la consommation énergétique européenne en 2019).[23] ■

[23] Source : <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/potentiel-hydrogene-bas-carbone-renouvelable>

CONFRONTATIONS EUROPE



Confrontations - Bruxelles

Avenue des Arts 46

1000 Bruxelles

Confrontations - Paris

Avenue de Villiers 29

75017 Paris



@confrontations



@ConfrontationsEurope



www.confrontations.org



communication@confrontations.org

Confronter les idées, construire l'Europe