

Berne, en février 2024

Réflexions du Conseil Scientifique de l'aeesuisse

10 positions sur l'hydrogène

- 1. L'hydrogène est considéré comme une alternative prometteuse aux énergies fossiles, notamment pour les processus industriels à haute température (où les solutions basées sur l'électricité ne sont pas disponibles, comme dans la fabrication du verre, des métaux et du ciment) et comme molécule chimique de base pour la production de diverses matières premières (par exemple l'éthylène, le méthanol et l'ammoniac).*
- 2. En général, l'hydrogène devrait aussi jouer un rôle en tant que substitut des carburants liquides d'origine fossile dans certains secteurs de la mobilité, tels que le transport ferroviaire non électrifié, le transport routier de marchandises lourdes et à longue distance, le transport maritime (par exemple, les ferries et les petits navires de mer) et l'aviation. Chaque application doit être soigneusement évaluée en termes d'impact environnemental global par rapport aux alternatives basées sur l'électricité. Dans l'aviation, la production de kérosène synthétique à base d'hydrogène décarboné en est encore à une phase de développement préindustriel, bien que des ressources très importantes soient actuellement investies dans le monde entier. Il est toutefois peu probable que l'hydrogène joue un rôle important dans la mobilité privée et le transport sur de courtes distances, car son rendement de conversion est nettement inférieur à celui de la mobilité électrique.*
- 3. L'hydrogène peut contribuer, en tant que moyen de stockage saisonnier de l'énergie, à combler la "pénurie d'électricité hivernale" pendant la période la plus froide et la moins ensoleillée de l'année dans les pays au climat continental comme la Suisse. Il pourrait également compenser partiellement la disponibilité limitée de la biomasse, en particulier dans les petits pays sans secteur agricole d'envergure. Alors que l'hydrogène devrait jouer un rôle crucial dans les secteurs industriels qui dépendent de processus à haute température, il ne devrait avoir qu'une importance très limitée pour la production décentralisée de chaleur et d'électricité dans les bâtiments. Une exception pourrait être l'utilisation de l'hydrogène pour les futurs systèmes de chauffage urbain centralisés, basés sur des piles à combustible à haut rendement fonctionnant en cogénération de chaleur et d'électricité.*
- 4. On peut s'attendre à ce que le coût total des électrolyseurs continuent de baisser considérablement dans les années à venir, à l'instar des panneaux solaires photovoltaïques. Néanmoins, les investissements initiaux pour les capacités de production d'hydrogène restent élevés - sans parler des capacités de stockage - avec des conséquences sur la viabilité financière des projets H2, ce qui peut retarder les décisions d'investissement. La valorisation de la chaleur excédentaire produite par les électrolyseurs ainsi que les services système pour le réseau électrique en cas de surplus d'électricité pourraient contribuer à la rentabilité de la production d'hydrogène.*
- 5. La chaîne de conversion de l'hydrogène implique des pertes d'énergie en cascade qui doivent être soigneusement comparées à l'utilisation directe de l'électricité dans les applications. Néanmoins, la possibilité de stocker l'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide en vue d'une utilisation ultérieure pourrait compenser en partie cette faible efficacité*

globale en contribuant à équilibrer l'offre et la demande pour une zone donnée ou pour le système énergétique national (par exemple, le stockage saisonnier d'énergie). Il peut également contribuer à augmenter la part des énergies renouvelables dans le système (par exemple en évitant les coupures en cas de surplus de production d'électricité en été).

6. *Le stockage de l'hydrogène à grande échelle constitue un défi, en particulier dans les pays qui ne disposent pas de sites géologiques appropriés pour le stockage souterrain (par exemple, dans d'anciens aquifères salins). Il s'agit toutefois d'un domaine qui se développe rapidement et qui pourrait prendre de l'ampleur dans les années à venir. Le stockage sous forme d'autres composés chimiques, tels que le méthanol et l'ammoniac, peut également être envisagé, malgré les pertes de conversion qui y sont associées ; certaines de ces molécules pourraient même être utilisées directement comme carburants (par exemple, l'ammoniac dans la navigation).*
7. *L'hydrogène peut être transporté jusqu'à 20 pour cent mélangé à du méthane dans les infrastructures de gazoducs de transport existantes, avec des adaptations limitées (au moins sur les tronçons les plus récents des réseaux et principalement sur les éléments d'interconnexion). Il se peut que la part d'hydrogène dans le réseau de distribution doive être inférieure à 20 pour cent. Certains pays, comme l'Allemagne, commencent tout juste à acquérir une expérience directe, qui sera essentielle pour tirer des conclusions définitives et établir des normes reconnues au niveau international. En revanche, le développement d'une infrastructure de transport et de distribution d'hydrogène ad hoc entièrement nouvelle nécessiterait des investissements massifs et pourrait se heurter à une acceptation publique limitée.*
8. *De nombreuses études existantes sur les filières hydrogène ne comportent pas d'évaluation globale du coût total de l'hydrogène fourni aux utilisateurs finaux. Une évaluation objective de la compétitivité potentielle de ces filières fait donc encore défaut, notamment en raison des incertitudes liées à l'évolution des prix de l'énergie et du CO2. Pour pouvoir évaluer la contribution potentielle de l'hydrogène à la décarbonisation, il faut en outre estimer son intensité carbone sur l'ensemble de la chaîne de valeur.*
9. *En Suisse, la production d'hydrogène à faible teneur en carbone peut être réalisée grâce aux excédents de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les périodes de faible rentabilité de la production d'électricité pourraient également être mises à profit pour passer à la production d'hydrogène, en fonction des conditions économiques et des exigences du système énergétique. Alternativement, l'hydrogène pourrait être importé à partir de combustibles fossiles décarbonisés tant que les capacités de production locales ne couvrent pas la demande.*
10. *L'opportunité de pouvoir importer de grandes quantités d'hydrogène décarboné doit être considérée avec prudence, compte tenu des coûts d'investissement élevés des infrastructures de production et de transport de l'hydrogène. Cela nécessiterait un leadership et des investissements sans précédent à l'étranger de la part de pays à revenu élevé comme la Suisse, étant donné que les pays à revenu moyen et faible ne disposent pas des ressources nécessaires et doivent donner la priorité aux objectifs nationaux de développement durable. D'autre part, nos voisins européens ont déjà commencé à construire une infrastructure massive de transport d'hydrogène. La Suisse devrait*

participer à ce développement si elle ne veut pas se retrouver à l'écart ou être exclue des décisions importantes.

Le contexte de l'hydrogène

L'hydrogène est un vecteur d'énergie de haute qualité, comparable à l'électricité. L'hydrogène n'est pratiquement pas présent dans l'atmosphère en configurations suffisamment denses et doit donc être obtenu à partir d'autres substances chimiques naturellement présentes dans la biosphère, comme l'eau ou le méthane. Ce dernier est actuellement la principale source d'hydrogène d'origine non renouvelable, mais elle sera bientôt remplacée, notamment pour les applications industrielles.

L'hydrogène peut être utilisé soit directement pour produire de l'énergie mécanique et/ou thermique, soit comme étape intermédiaire de conversion :

- production d'électricité au moyen de piles à combustible et de turbines à gaz et à vapeur pour des applications fixes et mobiles ;
- production de méthane synthétique par des procédés chimiques tels que la réaction de Sabatier et d'autres gaz synthétiques comme combustible stockable ou comme matière première chimique ;
- production de carburants synthétiques liquides tels que le méthanol.

Actuellement, l'hydrogène est principalement utilisé dans les processus industriels, notamment dans la pétrochimie, la production d'engrais et l'industrie métallurgique - et seulement dans une moindre mesure pour la production d'énergie. Il est principalement produit à partir de ressources fossiles, généralement du gaz naturel, à plus de 95 % et le plus souvent in situ, dans les installations industrielles. Il n'existe dans le monde qu'une infrastructure limitée pour le transport et la distribution d'hydrogène par gazoduc, principalement en Europe du Nord et en Amérique du Nord. Une part importante du transport d'hydrogène s'effectue aujourd'hui par la route, principalement sous forme gazeuse comprimée, tandis que le transport maritime sous forme liquide est encore d'un ordre de grandeur préindustriel. On s'attend à ce que l'hydrogène offre, sous certaines conditions, des solutions pour la décarbonisation des secteurs de l'énergie, de la mobilité et de l'industrie - et probablement, dans une moindre mesure, du secteur domestique [1]. Son rôle dans le système énergétique fait l'objet de nombreuses études [2]. Par exemple, la Commission européenne utilise une limite de cycle de vie de 3 kg de CO₂ par kg d'hydrogène produit pour caractériser l'hydrogène décarbonisé [3]. En ce sens, la pratique actuelle consistant à distinguer l'hydrogène par des "couleurs" - comme dans le graphique ci-dessous - peut être trompeuse. Seule une évaluation précise de l'intensité carbone globale d'un scénario donné basé sur l'hydrogène (incluant à la fois les matières premières et les technologies de conversion, de compression et de stockage, en tenant compte des rendements) garantit un bénéfice environnemental positif pour une application spécifique.

	Colour of hydrogen	Feedstock	Production technology	Direct GHG emissions ^a kg CO ₂ e/kg H ₂	Indirect GHG emissions ^b kg CO ₂ e/kg H ₂
Produced using electricity	Green	Renewable electricity, water and/or steam by thermolysis		-	>0 ^c
	Yellow	Grid electricity, water	Electrolysis	-	<1 - 30 <i>Depends on the carbon intensity of the grid mix</i>
	Pink	Nuclear electricity, water		-	>0 ^c
Produced using fossil fuels	Grey	Natural gas	Methane reforming	9 - 11	0.5 - 4
	Brown	Lignite	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Black	Black coal	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Blue	Natural gas or coal	Methane reforming with CCS Gasification with CCS	0.5 - 4	0.5 - 7
	Turquoise	Natural gas	Pyrolysis	Solid carbon (by-product)	0.5 - 5
	Green	Biogas or biomass	Reforming with or without CCS Gasification with or without CCS	Possibility of negative emissions with CCS	1 - 3
Other	Red	Nuclear heat, water	Thermolysis	-	>0 ^c
	Purple	Nuclear electricity and heat, water	Thermolysis and electrolysis	-	>0 ^c
	Orange	Solar irradiance, water	Photolysis	-	>0 ^c
	Green	Waste wood, plastic, municipal solid waste	Thermochemical	Possibility of negative emissions with CCS	Not assessed as variabilities in the value chains are too great to accurately represent the GHG equivalent emissions

^a Direct emissions account for the hydrogen production process emissions.

^b Indirect emissions account for the feedstock supply-chain emissions as well as the energy generation supply-chain emissions. Other indirect emissions, such as capex-related emissions, are also important but are not included here.

^c Comparable to renewable power production infrastructure (1-20 gCO₂/kWh). The emissions related to the hydrogen infrastructure and hydrogen leakage will also contribute to indirect GHG emissions, where the exact quantities have to be identified.

The table is inspired by: Global Energy Infrastructure (GEI), 2021.

Source : DNV Hydrogen Forecast to 2050 (2022)

Production d'hydrogène - les besoins en hydrogène décarbonisé

Comme l'hydrogène doit être produit artificiellement, la source chimique et le vecteur énergétique utilisés pour sa décomposition sont déterminants pour son impact carbone. Si les combustibles fossiles tels que le méthane et le charbon doivent être évités à l'avenir sans infrastructure de captage et de stockage du carbone (CSC) à grande échelle, l'hydrogène peut être produit principalement par dissociation de l'eau ou de l'ammoniac. Dans le premier cas, il faut fournir de l'eau hautement purifiée à partir d'une source d'eau douce dessalée, bien que

des projets de recherche soient en cours pour utiliser directement l'eau de mer pour l'électrolyse. L'ammoniac est actuellement considéré comme un milieu prometteur pour le stockage direct de l'hydrogène sous forme chimique - et liquide. Dans les deux cas, la dissociation produit, outre l'hydrogène, deux gaz qui peuvent être soit valorisés (oxygène), soit rejetés sans risque dans l'atmosphère (azote), alors qu'aucun carbone n'est impliqué et libéré. Il est indiqué que l'hydrogène pourrait également être produit par des technologies thermochimiques, dans lesquelles des composés métalliques sont réduits à l'aide de l'énergie solaire. Des recherches prometteuses sont en cours dans ce domaine pour une multitude d'applications [4].

L'aspect déterminant est donc le vecteur énergétique utilisé pour la dissociation de l'eau - dans la plupart des cas, de l'électricité injectée dans des électrolyseurs. Pour un faible impact environnemental, l'énergie utilisée doit provenir de sources renouvelables : photovoltaïque, éolien, géothermique ou hydraulique.

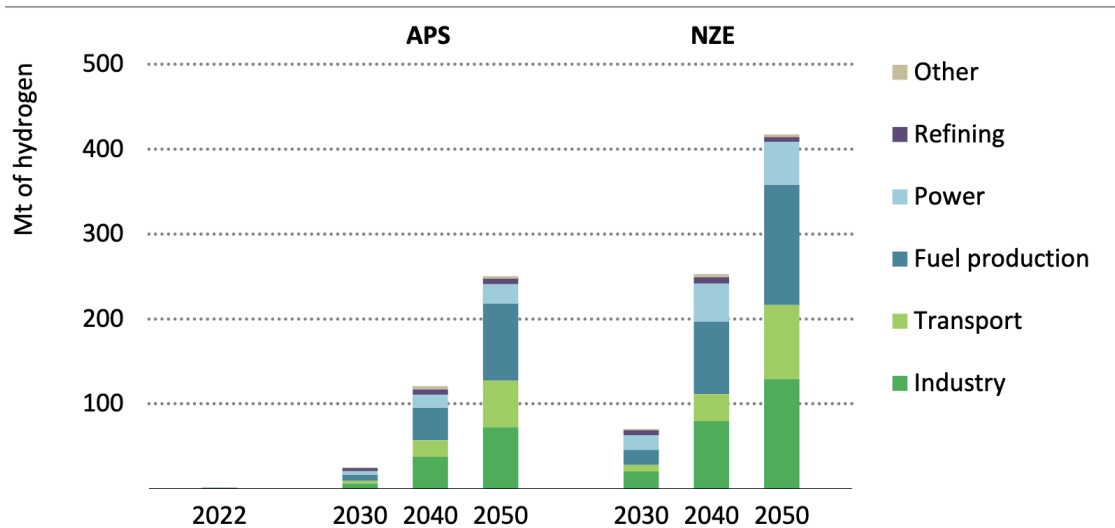
Les autres sources d'énergie sont, comme indiqué dans la présentation précédente : i) l'énergie nucléaire, qui fournit une énergie à faible teneur en carbone et des températures élevées pour les processus de production à haut rendement basés sur la vapeur d'hydrogène ; ii) le reformage du gaz naturel, associé à des capacités de CSC pour éviter les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et à condition que l'énergie du processus provienne de ressources renouvelables, telles que la géothermie. D'autres voies de production d'hydrogène sont actuellement envisagées, notamment la pyrolyse du méthane, qui conduit à la capture du carbone sous forme solide et facilite ainsi une valorisation ultérieure, par exemple dans les programmes de protection et de réhabilitation des sols, ainsi que le stockage et le transport.

Par conséquent, différentes voies de production d'hydrogène décarbonisé peuvent être suivies en fonction des conditions territoriales et d'infrastructure locales spécifiques (par exemple, la disponibilité d'une source d'électricité à faible teneur en carbone).

Cependant, cela suppose dans tous les cas un fort développement des capacités de production d'électricité à faible teneur en carbone et une production d'électricité excédentaire correspondante, qui peut être convertie en hydrogène stockable. Il est intéressant de noter que de plus en plus de pays annoncent de grands projets d'hydrogène vert et/ou de production d'ammoniac (p. ex. le Maroc). Cet effet est renforcé par la baisse massive des coûts des parcs solaires et éoliens (avec des coûts de production d'électricité qui atteignent 1,5 à 2 ct/kWh dans les grands parcs situés dans des endroits ensoleillés/ventés) et par la récente baisse des prix des systèmes d'électrolyseurs (jusqu'à 300 kCH/kW, comme annoncé par diverses entreprises chinoises).

Nécessaire dans les secteurs difficiles à décarboniser

Les stratégies de décarbonisation actuelles se concentrent fortement sur l'électrification massive des secteurs d'utilisation, basée sur une augmentation significative de la production d'électricité renouvelable et/ou à faible émission de carbone. Les solutions basées sur l'hydrogène représentent une approche complémentaire à l'électrification, loin d'être contradictoire, pour atteindre les objectifs climatiques. Des analyses récentes montrent en effet qu'environ 40 % des futurs besoins mondiaux en énergie et en matières premières ne peuvent pas être directement électrifiés [5].



IEA. CC BY 4.0.

Annual demand for low-emissions hydrogen is 415 Mt by 2050 in the NZE Scenario, requiring a rapid scale-up from today's levels, mostly to supply industry and non-road transport fuel.

Note: Other includes agriculture and buildings.

Demande d'hydrogène à faibles émissions par secteur (source : The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, AIE, déc. 2023).

Dans ce contexte, il convient de tenir compte du caractère intermittent de la production de la plupart des sources d'énergie renouvelables et des contraintes techniques dans certains secteurs d'utilisation. En cas de production excédentaire d'électricité, il est possible de convertir une partie de cette production en hydrogène qui peut être stocké et utilisé ultérieurement pour différentes applications.

Les conditions pour la reconnaissance de la durabilité de cet hydrogène ont été définies par la Commission européenne du point de vue du lieu et de la temporalité de la production [3]. Il existe cependant des secteurs gourmands en énergie qui ne peuvent pas être électrifiés (ou seulement à long terme) et qui ont donc besoin d'une alternative aux combustibles fossiles gazeux ou liquides, par exemple les cimenteries, les poids lourds à longue distance, les machines agricoles. La demande totale d'hydrogène attendue par secteur d'utilisation est présentée dans la figure ci-dessus, sur la base des scénarios de l'AIE :

- Scénario NZE : émissions nettes nulles en 2050
- Scénario SPG ("engagements annoncés") : Tous les engagements pris par les gouvernements en matière de lutte contre le changement climatique sont respectés intégralement et dans les délais.

Il sera donc essentiel d'identifier clairement la complémentarité et la concurrence entre la production à faible teneur en carbone de l'électricité et de l'hydrogène, et d'évaluer soigneusement dans quels secteurs elles conduisent aux solutions les plus pertinentes - sur les plans économique, environnemental et énergétique. L'hydrogène constitue certainement, avec

la valorisation de la biomasse, une approche décisive pour la décarbonisation d'une partie des secteurs difficiles à appréhender par ailleurs.

Il existe quelques défis supplémentaires liés à l'utilisation à grande échelle des technologies basées sur l'hydrogène. Il s'agit principalement de la compression de l'hydrogène, des éventuels effets de corrosion interne de l'infrastructure de distribution (fragilisation des métaux) et des systèmes de surveillance des fuites. En outre, dans les conditions thermodynamiques actuelles, l'hydrogène est un gaz hautement inflammable et explosif, raison pour laquelle les mesures de sécurité doivent être soigneusement conçues et surveillées.

La carte de la complémentarité : l'hydrogène comme service

Le Power-to-Hydrogen comme service pour le système énergétique

Comme déjà mentionné, les procédés de conversion de l'électricité en hydrogène (PtH₂) sont destinées avant tout au "stockage saisonnier" qui vise à équilibrer la production estivale et la consommation hivernale d'électricité, notamment dans les climats continentaux froids. Il existe bien sûr d'autres stratégies, comme l'adaptation des cycles de production de l'énergie hydraulique. Toutefois, la conversion en hydrogène offre une flexibilité supplémentaire, car il peut ensuite être converti en [6]:

- électricité à l'aide de piles à combustible (quel que soit le rendement global, idéalement de 50 %)
- en chaleur (à la fois directement et au moyen de la cogénération),
- en carburant pour la mobilité (à nouveau directement ou via des carburants synthétiques) et
- en composants chimiques pour l'industrie (par ex. pour les raffineries)

Pour décider de la manière dont l'électricité excédentaire doit être utilisée, le rendement de la conversion est déterminant. La conversion power-to-heat avec de grands réservoirs de chaleur saisonniers permet des facteurs d'amplification de 3 à 4, ce qui en fait le premier choix pour couvrir la chaleur à basse température, par exemple pour le chauffage des locaux.

Le mot clé est "flexibilité énergétique", car elle présente des avantages à la fois à l'échelle du système et sur le plan financier. D'une part, en fonction de la dynamique de la consommation d'énergie et des ressources d'un pays, la capacité de décalage temporel fournie par les systèmes PtH₂ peut être optimisée pour remplacer au maximum les utilisations émettrices de carbone. Dans une région fortement industrialisée, l'hydrogène pourrait être utilisé principalement pour les processus industriels, tandis que dans une zone particulièrement froide, les systèmes de CCF basés sur des piles à combustible pourraient être privilégiés au niveau des quartiers (par exemple en Corée du Sud). D'autre part, la stratégie d'utilisation de l'hydrogène produit peut dépendre des niveaux de prix macroéconomiques à un moment donné, par exemple sur la base d'appel d'offres spécialement conçus.

Power-to-Hydrogen comme service pour le réseau électrique

Les systèmes PtH₂ utilisent des électrolyseurs de différentes tailles comme composant central pour la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique. Initialement, ces systèmes ont été conçus pour produire des carburants renouvelables et stabiliser le réseau électrique en vue de la production intermittente d'énergie solaire et éolienne (notamment en situation de

surproduction). Cet autre aspect du PtH2 a longtemps été négligé dans les études académiques et industrielles, mais il a récemment gagné en attention. Associés à des interfaces d'électronique de puissance appropriées - à l'instar des générateurs à vitesse variable des centrales de pompage-turbinage - les électrolyseurs pourraient même fournir des services système au réseau électrique en dehors des périodes de surproduction d'énergie renouvelable, tant au niveau du transport (moyenne tension) que de la distribution (basse tension). En faisant fonctionner les électrolyseurs dans des zones plus proches de l'optimum, leur durée de vie pourrait être considérablement prolongée, ce qui améliorerait leur rentabilité économique.

Transport et distribution de l'hydrogène

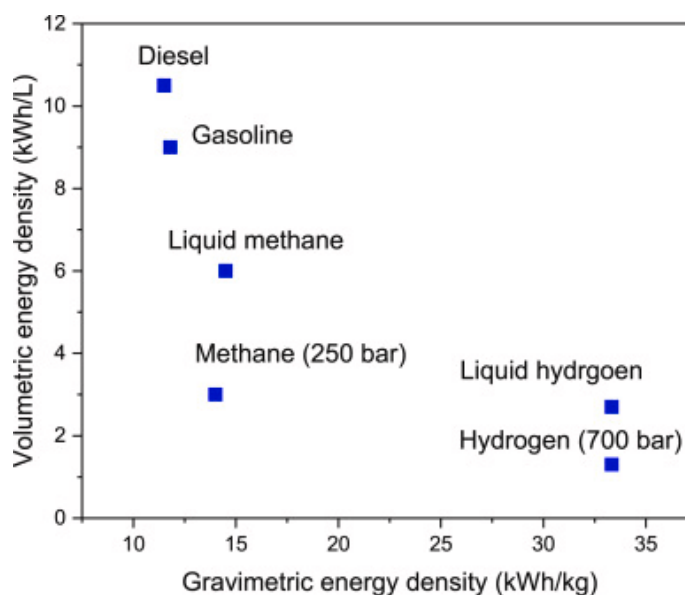
Actuellement, les infrastructures de transport et de distribution d'hydrogène sont limitées dans le monde, à l'exception de quelques régions fortement industrialisées d'Europe et d'Amérique du Nord. L'hydrogène peut être transporté en toute sécurité par camion et par train, tandis que son transport sous forme liquéfiée par des navires spécialisés est actuellement à l'étude. La liquéfaction entraîne de 1 à 5 % de pertes et une forte consommation d'énergie de l'ordre de 5 à 20 kWh/kgH2, selon le procédé choisi [7]. Toutefois, l'augmentation prévue tant de la production que de la demande d'hydrogène nécessite, comme par exemple pour l'introduction à grande échelle du gaz naturel, le développement d'une infrastructure ad hoc en surface ou souterraine avec des pipelines spéciaux, des sous-stations (y compris des détendeurs, des compresseurs ainsi que des dispositifs de sécurité et de mesure) et des interfaces avec les utilisations.

Alternativement, les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel peuvent soit être entièrement convertis en hydrogène (repurposing), soit être utilisés pour le transport des deux gaz dans un rapport de mélange généralement bien inférieur à 20 % de H2/CH4. Avec les adaptations nécessaires, le mélange peut ensuite être utilisé dans des appareils de conversion fixes ou embarqués (par exemple des chaudières et des piles à combustible, avec quelques exceptions notables comme les véhicules GNC et les brûleurs industriels) ou être soumis à des procédures dites de "deblending". Ces dernières permettent de séparer à nouveau les deux gaz en fonction de leur utilisation finale dans un secteur de réseau donné, par exemple sur le site d'une entreprise industrielle. De nombreuses études ont été proposées sur le mélange dans différentes configurations et types de réseaux et pour la plupart des applications privées et industrielles. Il existe désormais des directives qui prévoient également la conversion des réseaux de gaz naturel existants à 100 % d'hydrogène [8]. Une adaptation des instruments de mesure sera également nécessaire, de même que l'utilisation de composants de sécurité appropriés. Les expériences tirées des projets pionniers en cours dans différentes régions d'Europe doivent montrer la voie vers la définition de normes internationales. L'utilisation de l'infrastructure gazière est un élément décisif du "backbone hydrogène" prévu par l'UE.

L'hydrogène peut donc être transporté et distribué en grande quantité dans un délai relativement court, à condition que les politiques nationales soient coordonnées et suffisamment précises pour encourager les investissements à grande échelle. L'UE a ainsi lancé l'initiative "Hydrogen Backbone", qui prévoit d'étendre l'infrastructure continentale de transport d'hydrogène à plus de 10 000 km d'ici 2030 et à plus de 42 000 km d'ici 2050. Cependant, la densité énergétique volumétrique de l'hydrogène étant faible (voir figure ci-dessous), un grand volume doit être transporté pour obtenir une quantité d'énergie

considérable. Son faible point d'ébullition (-253°C) a également un impact sur les coûts de transport, que ce soit par gazoduc ou par bateau comme dans le cas du GNL. En lien avec le besoin futur de stockage à grande échelle, le transport d'hydrogène dans un autre composé chimique est actuellement à l'étude, les plus prometteurs étant l'ammoniac, le méthanol et le LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers). Différents indicateurs, tels que l'efficacité de la conversion aller-retour et la toxicité, font l'objet d'études approfondies.

Source : T. Zhang et al (2023) [7].



Un autre problème logistique concerne le stockage à grande échelle (souterrain) de l'hydrogène, alors que le stockage à petite échelle dans des camions-citernes certifiés est déjà possible, tant pour les applications stationnaires que pour les applications embarquées.

Intégration de l'hydrogène dans le système énergétique suisse

Fin 2023, le Conseil fédéral a publié un premier document officiel exposant le rôle possible de l'hydrogène dans le système énergétique suisse [9]. Une feuille de route complète sur l'hydrogène est attendue pour le second semestre 2024. Certains aspects du rapport 2023 sont discutés ci-dessous, en relation avec les déclarations générales des chapitres précédents.

L'hydrogène dans le secteur de la mobilité

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique dans la mobilité a longtemps été considéré comme la solution pour un transport décarbonisé. Le temps de ravitaillement court et la grande autonomie avec un seul plein d'hydrogène étaient considérés comme les principaux avantages.

Cependant, le développement rapide des batteries lithium-ion au cours des dernières années permet désormais d'atteindre une autonomie de 500 km et plus avec une seule charge de batterie, même pour les véhicules fonctionnant uniquement sur batterie (BEV). Parallèlement, la capacité de charge rapide des systèmes de batterie modernes permet de recharger 70 % de la capacité de la batterie (10 à 80 %) en moins de 15 minutes.

Si l'hydrogène est produit à partir de sources renouvelables (hydrogène vert issu de l'énergie solaire, éolienne et géothermique), chaque kilomètre parcouru nécessite deux à trois fois plus d'énergie primaire que pour un BEV pur, et ce en raison des pertes importantes lors de la production (électrolyse), du transport (aujourd'hui le plus souvent par la route) et du stockage (compression à 700 bars) ainsi que du faible rendement tant des moteurs à combustion que des piles à combustible par rapport aux systèmes de propulsion électrique. La construction de stations-service à hydrogène est en outre liée à des coûts d'infrastructure élevés, ce qui limite actuellement leur diffusion.

En revanche, il existe un réseau de recharge rapide pour les véhicules électriques qui se développe rapidement le long des principaux axes routiers européens et la possibilité pour de nombreux propriétaires de VEB de recharger leur véhicule à domicile. Compte tenu de la baisse rapide des coûts des technologies de batteries, avec des paquets de cellules de batteries actuellement disponibles à moins de 120 CHF/kWh, il apparaît en outre que les véhicules à piles à combustible ne présentent aucun avantage en termes de coûts d'investissement. Si l'on tient compte en outre des coûts d'entretien plus élevés (Total Cost of Ownership), le véhicule à pile à combustible ne pourra très probablement pas s'imposer dans le transport individuel.

Il apparaît également que le transport de marchandises et de poids lourds ainsi que la plupart des véhicules communaux et spéciaux seront de plus en plus électrifiés. Ainsi, les camions électriques actuels, avec des batteries d'une capacité allant jusqu'à 900 kWh et une autonomie de plus de 500 km, sont compétitifs en termes de coûts directs par rapport aux véhicules diesel. Mais ce n'est le cas que parce que des avantages fiscaux sont également accordés actuellement (par exemple, renonciation à la RPLP en Suisse). En raison de l'évolution des coûts (prix plus bas des batteries, prix plus élevés pour les véhicules EURO7 à partir de 2025), de tels avantages fiscaux ne seront plus nécessaires à long terme.

Ainsi, le transport lourd sur de longues distances (plus de 1000 km) et le transport ferroviaire semblent être les domaines d'application les plus prometteurs pour l'hydrogène dans la mobilité terrestre. En particulier dans les pays où le niveau d'électrification du réseau ferroviaire est faible (par exemple en Allemagne, en Scandinavie, en France, dans les régions insulaires) et où les stations-service sont isolées, l'hydrogène devrait présenter un net avantage par rapport aux solutions basées uniquement sur des batteries, en raison de sa haute densité énergétique.

En ce qui concerne l'hydrogène dans le secteur de l'aviation, la production de carburant d'aviation durable (SAF) semble être le moyen le plus simple et le plus rapide de réduire l'impact de l'aviation sur le changement climatique, car l'hydrogène est un intrant pour toutes les filières SAF. Les défis et les limites de cette voie de décarbonisation sont en cours de quantification. Si tous les avions fonctionnaient au SAF, il faudrait produire (en plus) 100 millions de tonnes d'hydrogène d'ici 2050, soit l'équivalent de la production totale d'hydrogène

en 2020 [10]. Conséquence directe, la production de carburants alternatifs pour l'aviation pourrait augmenter les besoins en électricité de l'industrie aéronautique jusqu'à 10 000 TWh d'ici 2050, soit environ un tiers de toute l'électricité produite dans le monde en 2023 [11].

Une autre possibilité pour la production de SAF est l'utilisation de la biomasse : si 100 pour cent des besoins en kérosène étaient couverts uniquement par du biokérosène à base d'huile végétale, 26 à 28 pour cent des terres arables aux États-Unis et 64 à 71 pour cent des terres arables dans l'UE-27 seraient nécessaires pour sa production [12]. Dans l'UE-27 comme aux États-Unis, la surface de terres arables nécessaire dépasserait donc la part maximale de terres arables pouvant être utilisée pour la culture durable de plantes oléagineuses dans un cycle de rotation des cultures de quatre ans (environ 25 pour cent de la surface totale des terres arables). Par conséquent, la production de masse de SAF doit tenir compte du dilemme entre les denrées alimentaires et les carburants en termes de politique globale.

Néanmoins, il ne fait aucun doute que l'hydrogène et les SAF joueront un rôle dans la décarbonisation du secteur de l'aviation. Toutefois, il reste des défis importants à relever et il semble peu probable que l'on passe entièrement à une aviation basée sur les SAF. Les batteries et les piles à combustible pourraient améliorer l'efficacité du système aéronautique sur les vols court et moyen-courriers ; en revanche, le SAF ne devrait être utilisé que sur les vols long-courriers, qui seront difficiles à électrifier à moyen terme (~30 ans).

Les chiffres ci-dessus montrent clairement que la Suisse ne peut apporter qu'une faible contribution à la production future de SAF et qu'elle devra probablement en importer.

Industrie - processus et besoins énergétiques

Les entreprises industrielles suisses consomment actuellement environ 21 000 tonnes d'hydrogène par an comme matière première pour la production de différentes substances chimiques (par exemple l'ammoniac et l'acétylène) et pour les activités de raffinage. L'hydrogène n'est pas utilisé pour la production d'énergie thermique ou mécanique. La majeure partie de l'hydrogène consommé est produite par reformage à la vapeur de méthane et a donc une empreinte écologique importante en termes d'épuisement des ressources et d'émissions de gaz à effet de serre.

La première utilisation possible de l'hydrogène produit par la production d'électricité à faible teneur en carbone pourrait donc être le remplacement direct de l'hydrogène gris dans les processus chimiques. Cela présente le double avantage de réduire l'impact climatique des secteurs industriels concernés en remplaçant directement l'hydrogène carboné et de valoriser un éventuel surplus d'électricité verte transformée en un précieux composé chimique ; on évite ainsi un écrêtement ou une injection non rentable dans le réseau.

Pour une utilisation énergétique directe, l'hydrogène à faible teneur en carbone est une véritable alternative au gaz naturel ou aux combustibles dérivés du pétrole dans les processus à haute température, en raison de son contenu énergétique élevé lors de la combustion, même si des adaptations sont nécessaires au niveau des brûleurs et d'autres composants. Pour la production d'acier, les niveaux de température requis ne peuvent pas être atteints si l'on a recours au chauffage direct par induction ohmique ou électromagnétique. Pour cela, les

équipements installés sur place doivent être modifiés, y compris les systèmes d'alimentation en combustible et les stations de compression, ce qui entraîne des coûts d'investissement et d'exploitation supplémentaires.

Le remplacement des combustibles fossiles par l'hydrogène pour l'utilisation industrielle à haute température est un facteur décisif, précisément en raison du manque d'alternatives par l'électricité ou d'autres sources renouvelables (par exemple, l'énergie solaire thermique directe).

Secteur du bâtiment - rôle de l'hydrogène et besoins futurs

L'hydrogène vert dans les bâtiments permet potentiellement de chauffer les locaux et de fournir de l'électricité sans émissions. Son potentiel de stockage sans perte permet en outre d'utiliser les excédents solaires en été et de déplacer les charges saisonnières vers l'hiver.

Les technologies correspondantes, à savoir les électrolyseurs, les piles à combustible et les systèmes de stockage à hydrure métallique ou à gaz comprimé, sont soit déjà disponibles sur le marché, soit en cours de développement. Leur application dans les bâtiments est toutefois limitée en raison des coûts élevés de l'équipement/du système, notamment par rapport aux grands systèmes centralisés Power-to-Gas.

Les études disponibles indiquent qu'aux prix de l'hydrogène et des équipements disponibles, les systèmes à base d'hydrogène ne constituent pas une alternative aux systèmes de chauffage par pompe à chaleur électrique et à l'alimentation électrique directe. L'hydrogène vert ne jouera très probablement un rôle que dans les bâtiments où les pompes à chaleur ne constituent pas une solution techniquement réalisable, ou dans les régions où la demande d'hydrogène est élevée (en combinaison avec les secteurs de l'industrie et des transports), où des prix plus bas pour l'hydrogène peuvent être réalisés [13].

Les projections concernant les besoins futurs en hydrogène dans le secteur du bâtiment sont présentées dans la Global Hydrogen Review, 2022 [2] de l'AIE. Selon le scénario progressif Announced Pledges Scenario (APS) de l'AIE, la demande d'hydrogène dans le secteur du bâtiment pourrait atteindre environ 2 millions de tonnes d'H₂ d'ici 2030, ce qui représente moins de 0,2 % de la demande énergétique totale du secteur. Le rôle de l'hydrogène dans la décarbonisation du secteur du bâtiment semble donc marginal.

Entreprises d'approvisionnement - production et distribution

En Suisse, la plupart des entreprises locales de distribution d'énergie s'occupent de plusieurs vecteurs énergétiques, l'électricité, le gaz naturel et le chauffage urbain. Elles devraient donc être parfaitement adaptées à l'intégration de l'hydrogène dans un système régional ou urbain, tant en termes de compétences que d'infrastructures.

Les entreprises de services publics peuvent devenir des producteurs d'hydrogène en premier lieu, par exemple en installant de grandes capacités photovoltaïques ou en utilisant une centrale hydroélectrique existante, complétée par un ou plusieurs électrolyseurs. La production d'hydrogène géothermique et d'hydrogène bleu n'est pas techniquement possible pour les

fournisseurs d'énergie suisses, tout comme - pour des raisons politiques évidentes - la production d'hydrogène nucléaire. L'utilisation d'électrolyseurs de l'ordre de 0,5 à 2 MW est tout à fait dans les capacités financières (et techniques) de nombreux fournisseurs d'énergie régionaux, qui ont déjà quelques installations pionnières en service. Le premier avantage consisterait en un gain d'expérience dans l'utilisation des technologies de l'hydrogène - les électrolyseurs n'existent pas aujourd'hui dans le monde des fournisseurs d'énergie suisses - et d'un nouveau vecteur gazeux. Le deuxième point positif concerne la diversification des revenus de l'entreprise, même si la rentabilité financière du marché de l'hydrogène à faible teneur en carbone est encore inconnue dans le contexte énergétique actuel.

L'hydrogène à faible teneur en carbone produit localement peut soit être injecté dans le réseau de gaz naturel, le cas échéant avec un taux de mélange défini. La directive K18 de la SSIGE, récemment révisée, donne des indications claires à ce sujet. Ce remplacement a un impact positif direct sur l'empreinte carbone du méthane distribué et constitué, avec l'injection de biométhane (ou de gaz synthétique), l'une des deux voies vers une décarbonisation importante du réseau de gaz. Une autre possibilité consisterait à utiliser l'hydrogène produit soit dans un moteur à combustion, soit dans un système de piles à combustible en couplage chaleur-force pour le chauffage urbain, la cogénération avec stockage d'énergie thermique constituant une voie plus efficace et plus appropriée pour répondre aux besoins de chauffage urbain à basse température. L'électricité produite pourrait être utilisée pour alimenter des pompes à chaleur, notamment en hiver, ou pour fournir de l'électricité directe (verte) à partir du réseau. L'injection de H₂ dans les brûleurs à gaz existants en tant que combustible (avec modification des brûleurs) serait également envisageable, mais devrait être évitée en raison de sa faible efficacité exogène.

En ce qui concerne les solutions de stockage, des réservoirs à haute pression sont largement disponibles, tant pour les clients industriels que commerciaux. L'hydrogène pourrait également être injecté directement dans une station-service pour camions voisine, avec une capacité de stockage tampon appropriée à court terme. Selon les conditions locales, un ou deux des concepts décrits ci-dessus peuvent être mis en œuvre. En ce qui concerne le stockage géologique, il se peut que la Suisse ne dispose pas de sites appropriés (par exemple, de grandes cavernes de sel ou des gisements de gaz naturel épuisés), mais elle pourrait coopérer avec des pays voisins qui ont plus d'expérience dans ce domaine (par exemple, l'Autriche). Néanmoins, de grands réservoirs souterrains pourraient être techniquement réalisables et font actuellement l'objet de recherches dans les Alpes suisses sous la forme de lacs de retenue revêtus d'acier.

Conclusions

L'hydrogène contribuera probablement au mix énergétique de la Suisse, mais il ne s'agit probablement pas de la solution la plus économique ou la plus simple à mettre en œuvre. Il devrait être utilisé là où il est conforme aux intérêts économiques et stratégiques, notamment pour éviter une dépendance accrue vis-à-vis des futures importations d'énergie. Le développement de l'hydroélectricité, de l'énergie solaire, de la biomasse et surtout de l'énergie éolienne pour couvrir les besoins hivernaux, ainsi que des mesures d'efficacité énergétique et une isolation complète des bâtiments sont essentiels. Dans ce contexte, l'utilisation non énergétique de l'hydrogène vert, par exemple dans l'industrie chimique, peut également contribuer à la décarbonisation. Ces étapes sont la clé pour améliorer considérablement

l'indépendance énergétique de la Suisse, actuellement faible (moins de 20 %), et pour atteindre les objectifs climatiques.

Bibliographie

- [1] voir par ex. p. ex. <https://erig.eu/erig-theses-for-the-european-energy-future/> et les références qu'il contient
- [2] <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- [3] La Commission européenne a formellement adopté et publié les deux actes délégués contenant des règles détaillées pour la définition de l'hydrogène renouvelable dans l'UE le 20 juin 2023, https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en
- [4] cf. par ex. par exemple S. Zoller et al, Joule, Volume 6, Issue 7, 20 juillet 2022, p. 1606-1616
- [5] cf. par ex. par exemple C. Breyer et al, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 49, Part D, 2 January 2024, p. 351-359
- [6] cf. par ex. par exemple T. Galimova et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 183, septembre 2023, 113420
- [7] T. Zhang et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 176, avril 2023, 113204
- [8] cf. par ex. par exemple le rapport NREL « Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology » (octobre 2022) et le document de synthèse de Marcogaz « Readiness of Gas Infrastructure Operators to Safely Cope With Renewable Gases Including Hydrogen » (janvier 2022). Pour la situation spécifique de la Suisse et la réutilisation des réseaux de gaz naturel, voir par ex. https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20230425_ag5_auf-dem-weg-zu-h2-tauglichen-gasnetzen/ et les références qu'il contient.
- [9] Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse – Rapport du Conseil fédéral ; 15 novembre 2023
- [10] Energy and New Fuels Infrastructure, Net Zero Roadmap, IATA (Infrastructure de l'énergie et des nouveaux carburants, feuille de route pour le net zéro)
- [11] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), « E-Kerosene for Commercial Aviation, From Green Hydrogen and CO2 from Direct Air Capture - Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050 », 2022.
- [11] Infrastructure de l'énergie et des nouveaux carburants, Net Zero Roadmap, IATA, 2021
- [12] Deutsche Energie-Agentur (éditeur), "E-Kerosene for Commercial Aviation, From Green Hydrogen and CO2 from Direct Air Capture - Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050", 2022.
- [13] K. Knosala et al, Energy and Buildings, Volume 276, 2022, 112480



Prof. Dr Luca Baldini
Porte-parole du Conseil Scientifique de l'aeesuisse
Co-dirigeant du Centre for Building Technologies and Processes ZBP à la Haute école des sciences appliquées de Zurich (ZHAW)



Prof. Dr Christophe Ballif
Directeur du PV-Lab@EPFL et du Sustainable Energy Center@CSEM



Prof. Dr Massimiliano Capezzali
Président du Pôle de compétences Énergies de la Haute École d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (HEIG-VD)



Prof. Dr Andreas Häberle
Directeur de l'Institut de technique solaire SPF, directeur de la division Énergies renouvelables et techniques environnementales (EEU) de la Haute École spécialisée de la Suisse orientale (OST)



Prof. Dr Martin Patel
Professeur à la chaire en efficacité énergétique de l'Université de Genève



Prof. Dr Greta Patzke
Professeure au département de chimie de l'Université de Zurich



Dr François Vuille
Directeur de l'énergie du Canton de Vaud et ancien directeur exécutif du Energy Center de l'EPFL

Le Conseil Scientifique de l'aeesuisse

Dans le cadre des travaux de l'aeesuisse, le conseil scientifique fait office de think tank et de groupe de réflexion sur des dossiers politiques et des questions de fond dans tous les domaines de la politique énergétique et climatique. Il comprend plusieurs universitaires de renommée mondiale, disposant d'un réseau national et international.

Le Conseil Scientifique a trois missions clés :

- **Expertise** : le conseil scientifique mène une réflexion autour des évolutions actuelles et participe à l'élaboration et à la définition de positions et de contenus.
- **Communication** : il contribue activement à forger l'opinion publique et politique par l'intermédiaire d'articles spécialisés, de présentations événementielles et de contacts avec les autorités et les milieux politiques.
- **Réseau** : il entretient et développe son réseau, afin de contribuer à un positionnement positif de l'aeesuisse dans l'économie, la science et la société.