Hydrogène électrolytique en Europe : progresser en intégrant les incertitudes

Robin Girard*, Valérie Seguin**, Bastien Denisart**,
Quentin Raillard-Cazanove***, Bertrand Charmaison**

@ 91838

Mots-clés : hydrogène, industrie, réseaux, stratégie, bas carbone

L'hydrogène bas carbone est stratégique pour décarboner l'industrie et produire des carburants de synthèse, et l'hydrogène électrolytique est appelé à jouer un rôle de premier plan en Europe, mais son développement y est freiné par des incertitudes sur ses usages et ses coûts futurs. Nous décrivons ces incertitudes et nous expliquons pourquoi l'émergence d'une filière de production nécessite un soutien politique et que des analyses complémentaires sont nécessaires pour penser le dimensionnement et les trajectoires de développement des infrastructures associées. En particulier, si le développement d'un réseau européen de transport d'hydrogène pourrait aider cette émergence, les trajectoires d'investissement doivent être pensées en cohérence avec le développement des usages et du niveau de demande total en hydrogène.

1. Contexte et motivation de l'article

L'hydrogène bas carbone est envisagé comme une solution importante dans la décarbonation de notre économie. Déjà parce qu'il existe de nombreux usages aujourd'hui de l'hydrogène, pour la production d'engrais, dans la chimie ou pour le raffinage, et que la production actuelle, principalement à partir de vaporeformage du méthane, est très émettrice de gaz à effet de serre. L'hydrogène bas carbone pourrait de plus être une solution pertinente pour les secteurs difficiles à électrifier, comme la sidérurgie par exemple où il est envisagé d'utiliser directement l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer. Les molécules dérivées de l'hydrogène (méthanol, ammoniac, kérosène de synthèse…) ouvrent quant à elles des perspectives pour la décarbonation du transport maritime ou aérien longue distance.

* École des Mines.
** CEA.
*** KU Leuven.

1.1. Les plans européens de déploiement de l'hydrogène

L'Europe a envisagé à partir des années 2020 un déploiement très rapide de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, utilisant de l'électricité renouvelable. Différents plans ont ainsi été produits aux niveaux nationaux et européen affichant des objectifs de consommation d'hydrogène électrolytique très significatifs à compter de 2030. Le plan REPowerEU, proposé par la Commission européenne en 2022 [REPowerEU Plan, 2022], a ainsi fixé un objectif de consommation de 20 millions de tonnes par an d'hydrogène électrolytique renouvelable à l'horizon 2030. La moitié de cet hydrogène devait être importé, en excluant la possibilité d'utiliser une électricité nucléaire ou de capturer le CO_2 sur les reformeurs de méthane. Du côté des usages, à l'inverse de cette forme de stratégie sélective, la Figure 1 illustre une ambition de recourir à toutes les opportunités présentes, d'une manière relativement uniforme.

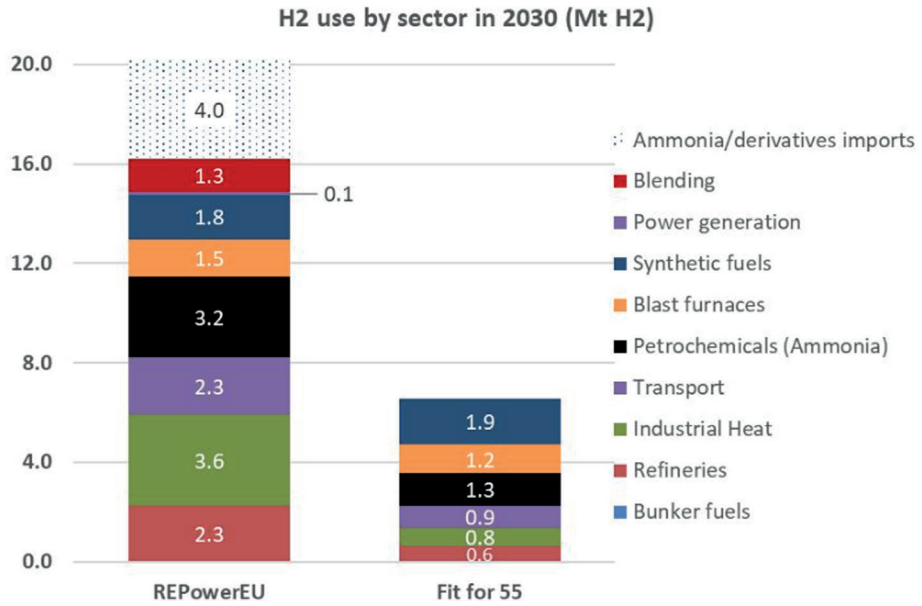


Figure 1. Usages envisagés dans RePowerEU et obtenus à partir du modèle PRIMES

Source : [REPowerEU Plan, 2022]

1.2. Un réseau de transport d'hydrogène à l'échelle européenne pour soutenir ce déploiement?

L'hydrogène consommé aujourd'hui, presque totalement d'origine fossile, est le plus souvent produit sur les sites où il est utilisé. Il n'existe que très peu de réseaux d'hydrogène, concentrés autour de grands sites industriels comme à Rotterdam. Le développement massif d'hydrogène électrolytique sur lequel mise le plan REPowerEU [REPowerEU Plan, 2022] implique potentiellement un besoin de nouvelles infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène.

En effet, beaucoup des modes de fonctionnement envisagés pour les électrolyseurs impliquent une production d'hydrogène intermittente : contrat d'achat d'électricité long terme passé avec un parc solaire ou éolien, fonctionnement évitant les prix élevés sur le marché spot et le contenu carbone élevé associé [RTE, 2024]. Cette intermittence nécessite des solutions de stockage pour assurer l'approvisionnement d'une demande en hydrogène en général envisagée constante sur l'année [RTE et GRTgaz, 2023]. Au vu des volumes mis en jeu, l'accès à des stockages souterrains d'hydrogène est considéré comme une solution pertinente pour limiter les coûts [Jodry *et al.*, 2023]. Cependant, le potentiel de développement de cavités salines, qui sont les formations géologiques envisagées pour ce stockage souterrain de l'hydrogène, est très inégal en Europe [Tackie-Otoo et Haq, 2024].

Dans ce contexte, des arguments poussent sur le moyen terme à la construction d'un réseau hydrogène à différentes échelles. En premier lieu, il s'agit de favoriser les échanges d'hydrogène entre les zones où il sera facile à produire et les zones où il sera susceptible d'être consommé [Raillard-Cazanove, Knibiehly, Girard, 2025]. Ensuite, ces réseaux doivent permettre un certain niveau de foisonnement de la production et de la consommation, et surtout mutualiser les stockages souterrains [RTE et GRTgaz, 2023]. Ces réseaux pourraient eux-mêmes constituer un stockage (stock en conduite), ou permettre d'éviter un raccordement électrique [RTE et GRTgaz, 2023], par exemple dans le cas d'éoliennes

offshore lointaines [Rogeau *et al.*, 2023]. Enfin, ils permettront de garantir la sécurité d'approvisionnement des futurs consommateurs d'hydrogène et dérisquer les investissements dans des projets de production ou d'utilisation [NaTran et Teréga, 2025].

Partant de ces éléments, la vision d'un *European Hydrogen Backbone* [EHB, 2023] a été proposée par les opérateurs du réseau de gaz. Les premières ébauches de tracé ont été proposées dès 2021, elles envisageaient une construction déjà avancée et une mise en service partielle avant 2030. Le montant associé au développement d'un réseau de transport d'hydrogène en Europe pourrait être très significatif : 100 milliards d'euros sont envisagés d'ici 2030 dans un rapport récent publié pour la Commission européenne [European Commission *et al.*, 2025, p. 67].

1.3. Des ambitions qui tardent à se concrétiser

Cinq ans après le lancement des premiers plans européens, on constate cependant que le démarrage de la filière est plus lent qu'anticipé [CEA, 2024]. Ces chiffres jugés très ambitieux à leur annonce vis-à-vis du rythme de développement [Blok *et al.*, 2024 ; Boigontier, de Temmerman *et al.*, 2023] sont aujourd'hui considérés comme irréalistes. En effet, très peu de projets de production d'hydrogène électrolytique ont passé l'étape de la décision finale d'investissement [Collins, 2025].

Les décisions d'investissement dans le réseau de transport d'hydrogène sont également plus lentes qu'envisagé initialement. Certaines ont été prises sur quelques tronçons limités, mais plusieurs projets ont été annulés ou reportés à l'instar des projets de canalisation Norvège-Allemagne ou Danemark-Allemagne [ACER, 2025 ; Reuters, 2024 ; Wettengel, 2024].

L'objectif de cet article est d'analyser les incertitudes qui pèsent sur la filière hydrogène en Europe et qui expliquent en partie ces retards. Il s'agit en premier lieu du manque de visibilité sur les usages futurs de l'hydrogène que nous discutons dans la section 2. Puisque la stratégie européenne repose sur l'hydrogène électrolytique, nous discuterons ensuite dans la section 3 l'état des connaissances sur les paramètres technico-économiques de sa production, son transport et son stockage massif. Dans la section 4, nous pourrons alors expliquer dans quelle mesure le maintien sur le territoire européen des filières industrielles liées à l'usage d'hydrogène électrolytique sera conditionné à un soutien politique. Dans la section 5, nous proposerons des pistes d'analyses à mener pour mieux instruire ce soutien et accompagner la prise de décisions concernant les infrastructures hydrogène. À noter que l'élaboration d'un plan d'investissement ou d'un plan de potentiel réseau européen d'hydrogène sort du cadre de cet article.

2. Les usages potentiels de l'hydrogène électrolytique

De nombreux usages de l'hydrogène ont été envisagés par le passé, certaines visions prospectives donnant même à ce vecteur une place centrale dans le mix énergétique [Rifkin et Guilhot, 2002]. Un consensus semble aujourd'hui émerger dans la communauté scientifique sur une vision plus nuancée, avec une forme de hiérarchie entre des familles d'usages [Agora Industry, 2025 ; Johnson *et al.*, 2025].

2.1. Certains usages envisagés dans les plans européens sont incertains à très incertains

Pour un certain nombre d'usages où l'hydrogène a pu être envisagé, y compris dans les récents plans européens mentionnés en introduction, l'électrification directe apparaît comme une alternative plus mature et moins chère. Ainsi, par exemple, l'usage de l'hydrogène pour alimenter un réseau de distribution de gaz et chauffer des logements, même en cogénération, est beaucoup plus cher et moins efficace que l'électrification directe via des pompes à chaleur [Baldino *et al.*, 2021 ; Olympios *et al.*, 2022 ; Rosenow, 2022]. Même si l'équilibrage du vecteur électrique pourrait être une difficulté avec une électrification trop prononcée du chauffage, il serait peu pertinent d'utiliser de l'hydrogène sauf peut-être pour

alimenter un réseau de chaleur. D'autres usages, comme la mobilité légère, peuvent également être considérés comme très peu probables.

Il existe une seconde catégorie d'usages pour lesquels l'électrification directe ne permet pas pour l'instant de couvrir toute la gamme mais où les innovations technologiques en cours ne semblent pas favorables à l'hydrogène sur le long terme. C'est le cas du transport de marchandises par poids lourds qui pourrait avoir un sens avec de l'hydrogène sur de très longues distances (plus de 1 000 km), mais les progrès faits sur les batteries devraient vraisemblablement réduire ce potentiel [Boschat *et al.*, 2022]. De même, l'utilisation de l'hydrogène pour la chaleur haute température de certains procédés industriels est envisagée dans les plans européens, mais des innovations technologiques à venir semblent permettre d'envisager une électrification directe de presque toute cette chaleur [Rehfeldt *et al.*, 2024]. En outre, le rendement énergétique d'une électrification directe, lorsqu'elle est possible, sera toujours meilleur que de passer par l'électrolyse de l'eau pour faire de l'hydrogène.

2.2. Le développement d'autres usages est sérieusement considéré

L'usage d'hydrogène électrolytique est envisagé dans le futur dans les secteurs qui consomment aujourd'hui de l'hydrogène, pour certaines productions chimiques et pour des besoins de raffinage. Le raffinage de produits pétroliers est amené à fortement diminuer en Europe avec le développement du véhicule électrique, mais des besoins d'hydrogène pour la production de biocarburants devraient maintenir en partie cet usage.

Le recours à l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans des fours de réduction directe (DRI, *Direct Reduced Iron*) fait partie des feuilles de route du secteur de la sidérurgie. Il intervient en complément de solutions d'électrification directe utilisées pour l'acier recyclé et qui ne permettent pas d'atteindre des qualités d'acier nécessaires pour certaines applications. À noter tout de même que sur le long terme la solution DRI-hydrogène pourrait être mise en concurrence avec l'électrolyse du minerai de fer dont les premiers démonstrateurs semblent prometteurs, comme le suggère le plan de transition sectoriel de l'ADEME sur ce sujet [ADEME, 2024], ainsi que les projets Boston Metal et Siderwin.

L'hydrogène est également envisagé pour la production de carburants de synthèse : kérosène pour le transport aérien, méthanol, ammoniac ou méthane pour le transport maritime. Ces carburants de synthèse se positionneraient sur ces secteurs en complément ou en association à des biocarburants, et apparaissent comme les seules alternatives crédibles pour la décarbonation des trajets internationaux longue distance.

Un dernier usage pourrait voir le jour à moyen-long terme dans les systèmes électriques qui atteindront un taux de pénétration important de renouvelables intermittentes. Il s'agit de l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les centrales électriques thermiques (cycle combiné gaz ou turbine à combustion), directement ou éventuellement via des molécules dérivées (méthane, ammoniac). L'utilisation d'hydrogène et d'ammoniac implique des adaptations sur les turbines et une capacité à capturer les NOx fabriqués lors de la combustion [Roberts *et al.*, 2023]. Le besoin de centrales thermiques de pointe sera plus élevé en cas de taux de pénétration élevé des renouvelables et d'une éventuelle moindre présence d'autres moyens de production pilotables (centrales nucléaires, certains moyens de production hydraulique) dans le mix de production électrique. Pour illustration, dans les scénarios français envisageant la plus forte pénétration des énergies renouvelables variables (EnRv), RTE [RTE, 2021] estime à quelques pourcents du volume électrique total le besoin de cette production thermique à base d'hydrogène ou de molécules dérivées modélisé en France. Dans le cas d'une relance réussie du nucléaire, ce type de production ne serait à l'inverse pas nécessaire en France.

Si les usages futurs de l'hydrogène commencent à se clarifier, l'horizon temporel de développement de l'hydrogène électrolytique

est incertain ; cette incertitude est notamment liée aux inconnues que représentent son coût futur et sa compétitivité relative avec les autres options de décarbonation envisageables [CEA, 2024]. Les principaux facteurs incertains entourant le coût de production par électrolyse et le coût de l'infrastructure de transport et de stockage sont présentés dans la section 3.

3. Les principales incertitudes technico-économiques sur le coût de l'hydrogène électrolytique

3.1. Les incertitudes sur le coût de production de l'hydrogène par électrolyse

3.1.1. Incertitudes sur le coût d'approvisionnement en électricité

Le coût de l'électricité utilisée en intrant de l'électrolyse représente souvent le poste de coût le plus important de l'hydrogène électrolytique [Charmaison, 2022]. Or, le coût futur de fourniture électrique bas carbone, en Europe et ailleurs dans le monde, est incertain. Il existe en effet non seulement une part d'incertitude sur le coût futur de production de l'électricité bas carbone, mais également sur le prix auquel cette production pourrait être vendue à un producteur d'hydrogène. L'électricité bas carbone risque en effet d'être une ressource convoitée par beaucoup d'industries dans un contexte de décarbonation et d'augmentation des consommations venant du secteur du numérique. De plus, il apparaît que les contrats gré à gré passés actuellement entre producteurs EnR et consommateurs sont fortement influencés par les prix de l'électricité sur les marchés spot nationaux [Deschatre *et al.*, 2021] qui sont eux-mêmes très incertains.

Le raccordement physique ou non au réseau électrique des électrolyseurs alimentés par de l'électricité bas carbone (EnR ou nucléaire) aura également une influence sur le coût de fourniture électrique. Un positionnement hors réseau, envisagé sur certains projets en développement, permet d'éviter de payer les coûts d'utilisation du réseau électrique, mais impose une colocalisation du moyen de production avec les électrolyseurs qui peut être contraignante.

Les prix futurs payés par les opérateurs d'électrolyseurs dépendront de plus des dispositifs de soutien aux électro-intensifs qui sont discutés dans la section 4.3.

3.1.2. Incertitudes sur l'évolution du coût des électrolyseurs et leur efficacité

Le coût d'investissement (CAPEX) dans les électrolyseurs est l'autre poste de coût principal influant sur le coût de l'hydrogène électrolytique. Ces CAPEX ont récemment connu une forte réévaluation [Parkes, 2024]. Les retours d'expérience issus des premiers projets conduisent à estimer le CAPEX total de ces projets (incluant l'ensemble des coûts directs, indirects et liés à la gestion de projet) autour de 1 000 à 1 200 €/kWe à l'horizon 2030 [ADEME, 2024 ; RTE, 2024]. Ces valeurs sont plus élevées que celles proposées par des études plus anciennes, qui estimaient ces coûts entre 400 et 850 €/kWe [Charmaison, 2022 ; US Department of Energy, 2023 ; IEA, 2019] voire même autour de 115 $/kWe [Deutsch et Graf, 2019]. Dans ce contexte, les perspectives de disposer à plus long terme d'électrolyseurs à des coûts autour de 300 à 500 €/kWe restent très incertaines.

Il faut ajouter à cela une incertitude sur le rendement des électrolyseurs incluant l'ensemble des équipements auxiliaires et le raccordement au réseau électrique (*balance of plant*, BOP). En effet, si certaines études ont pu considérer par le passé un rendement supérieur à 70 % PCI [IEA, 2019] pour des électrolyseurs basse température, les retours d'expérience issus des premiers projets ont conduit à revoir ces hypothèses à la baisse à horizon 2030, avec des valeurs autour de 60-65 % PCI [ADEME, 2024 ; Raillard-Cazanove, Knibiehly, Girard, 2025 ; RTE, 2024 ; Brissaud *et al.*, 2024].

3.1.3. Incertitudes sur la capacité de fonctionnement flexible des électrolyseurs

Le développement des premiers projets d'électrolyse à une échelle industrielle fait apparaître qu'un fonctionnement flexible des électrolyseurs n'est pour le moment pas garanti [Brissaud *et al.*, 2024 ; Collins, 2023 ; Yin *et al.*, 2024]. La littérature manque de données et de connaissances — et donc de consensus — sur les performances en conditions réelles de systèmes complets d'électrolyseurs à l'échelle industrielle, lorsque ceux-ci sont soumis à un fonctionnement flexible [Dubouis *et al.*, 2024 ; Nguyen *et al.*, 2024].

Les principales incertitudes portent sur la plage de modulation envisageable (jusqu'à quel niveau de la puissance nominale peut-on baisser la puissance de fonctionnement des électrolyseurs), la possibilité d'arrêts et redémarrages successifs, le niveau de consommation énergétique nécessaire pour garder l'électrolyseur dans les conditions optimales de température et de pression afin de permettre un redémarrage rapide après un arrêt ainsi que sur l'impact des modulations ou des arrêts/redémarrages sur l'efficacité de l'électrolyseur et sa durée de vie.

Un fonctionnement moins flexible qu'anticipé ou une dégradation de l'efficacité de l'électrolyseur pourrait augmenter le coût de l'hydrogène électrolytique ou pourrait même perturber certains modes de fonctionnement envisagés aujourd'hui.

3.2. Les incertitudes sur le coût des infrastructures de transport et stockage de l'hydrogène

Le Tableau 1 synthétise les CAPEX proposés par différents acteurs économiques et académiques pour le coût de canalisation de transport d'hydrogène. Il fait apparaître une différence de coût très importante entre une nouvelle canalisation et une canalisation au gaz naturel réhabilitée, une neuve coûtant entre 3 (petit diamètre) et 7 fois plus (gros diamètre) au kilomètre qu'une réhabilitée.

Il y a donc un enjeu économique très important à pouvoir réhabiliter des canalisations de gaz naturel existantes. L'horizon de rentabilité de cette réhabilitation, dépendant de la baisse future des consommations de gaz naturel, représente cependant une incertitude importante.

On note par ailleurs que les coûts de matériaux et de main-d'œuvre représentent trois quarts des CAPEX des infrastructures de transmission, dont les valeurs futures sont très dépendantes des évolutions du prix des matières premières ou de l'inflation [EHB, 2023].

	Diamètre de la canalisation	**Petit** (20")	**Intermédiaire** (36")	**Grand** (48")
Canalisation neuve	Sur terre [EHB, 2023]	1,80	3,20	4,40
	Sur terre [RTE et GRTgaz, 2023]	1,80	2,70	3,40
	Sur terre, interpolation d'après [Krieg, 2012] – avec compresseurs	1,30	2,90	4,60
	En mer [European Commission *et al.*, 2025]	x	5,44	7,48
Canalisation réhabilitée	Sur terre [EHB, 2023]*	0,54	0,64	0,88
	Sur terre [RTE et GRTgaz, 2023]	0,50	0,50	0,60
	En mer [European Commission *et al.*, 2025]	x	1,09	1,50

Tableau 1. Coût d'investissement pour des canalisations hydrogène continentales, en M€/km, hors coût des compresseurs (sauf indication contraire) qui peuvent représenter 0,026 M€/km pour les petites canalisations et 0,183 M€/km pour les grandes, avec un doublement en mer

Source : [European Commission *et al.*, 2025, p. 78]

* Coûts pris à 20 % des CAPEX de canalisations neuves (hors diamètre de 20")

Concernant les coûts du stockage en cavité saline, les analyses économiques [Jodry *et al.*, 2023 ; RTE, 2024], basées sur des CAPEX de cavité neuve variant entre 15 et 40 €/kgH_2 stocké [Ahluwalia *et al.*, 2019 ; Bourgeois *et al.*, 2022 ; RTE et GRTGaz, 2023], montrent qu'il ne contribue que faiblement au coût total de l'hydrogène fourni. Les questionnements actuels portent plutôt sur le coût des canalisations pour accéder à ces stockages inégalement répartis en Europe et la capacité des cavités salines à pouvoir suivre le mode de fonctionnement flexible envisagé pour les électrolyseurs.

4. Les perspectives de développement de l'hydrogène électrolytique en Europe

4.1. Des solutions complémentaires qu'il faut intégrer dans l'analyse

Pour les secteurs où le développement de l'hydrogène électrolytique est envisagé, d'autres solutions pourraient venir en complémentarité [Raillard-Cazanove, Rogeau, *et al.*, 2025]. Parmi elles : le captage et le stockage du carbone d'un côté et l'utilisation de biomasse de l'autre. Ces deux stratégies peuvent être combinées et générer alors des émissions négatives. La complémentarité peut se faire à la fois dans la dimension spatiale, si deux options technologiques différentes sont déployées sur deux sites industriels différents, mais aussi dans la dimension temporelle dans une forme d'hybridation [Jodry *et al.*, 2023] lorsque sur un même site industriel deux approches (l'une utilisant de l'électricité et l'autre du méthane) sont combinées pour diminuer les besoins de flexibilité.

L'existence de ces solutions complémentaires renforce les incertitudes, tant sur la demande en hydrogène électrolytique que sur les besoins en flexibilité et la localisation des moyens de production.

La biomasse permet d'obtenir différentes molécules comme le biométhane ou des biocarburants avec des procédés déjà matures. Des procédés de pyrogazéification en développement pourraient également jouer un rôle. Pour les solutions matures, le coût de production du biométhane ou des biocarburants est pour l'instant plus compétitif que celui que l'on obtient en passant par de l'hydrogène électrolytique. Cependant, les niveaux de demande actuelle en molécules carbonées ne pourront certainement pas être satisfaits uniquement à partir de biomolécules, du fait de la limitation de la ressource et des choix de priorisation de l'allocation de cette ressource. De la sorte, les deux filières de production de molécules sont complémentaires.

Pour des concentrations de CO_2 élevées, l'ajout de systèmes de captage sur les technologies en place ou à venir pourrait offrir des coûts d'abattement moins élevés que ceux de la filière électrolytique à court terme. En premier lieu, l'hydrogène bas carbone obtenu par captage du CO_2 sur un reformeur de méthane (SMR ou ATR) peut être moins cher que l'hydrogène électrolytique [Boigontier, Girard *et al.*, 2023] si le traitement aval du CO_2 se fait à un coût maîtrisé. Dans la sidérurgie, les DRI peuvent fonctionner au gaz naturel, éventuellement avec du CCS. Pour la production d'électricité, il est possible d'ajouter un système de captage sur les centrales à gaz, mais ces systèmes ne sont pas adaptés en l'état à des fonctionnements trop intermittents. Le captage de CO_2 basé sur des solutions fossiles pose cependant deux difficultés : d'un côté il maintient notre dépendance aux combustibles fossiles, de l'autre il nécessite des infrastructures CO_2 pour le transport et le stockage (non encore développées) ou la disponibilité locale d'un stockage souterrain.

Certains industriels (comme dans le projet Normand'Hy) développent une stratégie d'hybridation des électrolyseurs avec des installations existantes de reformage du méthane [Jodry *et al.*, 2023]. L'hybridation comme outil de transition est aussi envisagée pour la réduction directe du minerai de fer, car les fours de DRI peuvent fonctionner avec du méthane, de l'hydrogène ou un mélange d'hydrogène et de méthane [Rechberger *et al.*, 2020]. Pour autant, l'introduction de variations de la proportion de méthane et d'hydrogène injectés dans un DRI sur des intervalles de temps de quelques heures est sans doute faisable mais reste à démontrer à échelle industrielle.

4.2. Dans quelle partie du monde localiser la production de l'hydrogène et de ses dérivés?

Plusieurs facteurs pourraient pousser à une production d'hydrogène électrolytique à partir d'électricité éolienne et photovoltaïque dans les parties du monde où cette électricité est la moins chère. En effet, le gisement renouvelable est très variable en fonction des pays, et en combinant du solaire, de l'éolien et un surdimensionnement des moyens de production, on anticipe dans certains pays des facteurs de charge d'électrolyseur de l'ordre de 70-80 % (80 % en Australie [Khan *et al.*, 2022; O'Neill *et al.*, 2024], de 60 à 80% au Chili, en Argentine et en Chine [Armijo et Philibert, 2020; Zheng *et al.*, 2023]). Ensuite, le temps et le coût de construction sont également variables selon les pays, ce qui peut être un facteur important. Pour des industries électro-intensives dans lesquelles le prix de l'énergie peut représenter 70 à 90 % du coût du produit fini, la différence de coût pourrait être non négligeable. Un site français pourrait produire de l'hydrogène entre 10 à 40 % plus cher qu'un bon site à l'étranger [ADEME, 2024; RTE, 2024] mais il n'y a pas de consensus sur les hypothèses technico-économiques et les méthodologies utilisées, et la grande variabilité des résultats obtenus appelle à des analyses complémentaires.

Par ailleurs, l'hydrogène se transporte très mal par bateau à l'échelle intercontinentale alors que la plupart des produits dérivés envisagés se transportent eux plus aisément (ammoniac, méthanol, minerai de fer pré-réduit, kérosène). C'est pour cela que la délocalisation des industries consommatrices d'hydrogène électrolytique est une option mise en évidence par plusieurs études récentes [ADEME, 2024; RTE, 2024; Verpoort *et al.*, 2024]. Une délocalisation massive pourrait remettre en cause l'intérêt même d'un réseau hydrogène européen. Cependant, ce sont des options que les pouvoirs publics pourraient chercher à éviter pour des enjeux notamment de compétivité, de maintien d'emploi ou de souveraineté.

Une option intermédiaire pourrait être d'utiliser un réseau hydrogène européen qui s'étendrait jusqu'à l'Afrique du Nord et qui alimenterait une industrie sur les territoires européens tout en profitant des coûts faibles de l'énergie en Afrique du Nord et dans une partie de l'Europe. En effet, la production pourrait d'après certaines sources y être environ 30 % moins chère qu'en France et même s'il existe probablement de meilleurs sites de production envisageables dans le monde (Chili, Australie, Chine), le gain entre ceux-ci et l'Afrique du Nord reste à chiffrer mais n'est sans doute pas important [RTE, 2024]. Par ailleurs, il faut bien intégrer ici le coût des infrastructures nécessaires et les surcoûts pour le réseau hydrogène nord-africain [Guillot et Assoumou, 2025].

Plus généralement, l'existence d'un réseau de méthane, aujourd'hui, et l'existence possible d'un réseau d'hydrogène d'ici quelques années, pourraient jouer en faveur du maintien sur le territoire d'industries comme la production d'ammoniac. De manière analogue aujourd'hui, le réseau européen de gaz et les usages multiples qu'il dessert permettent une mutualisation des achats de gaz qui réduit les coûts et les risques.

Au-delà des avantages, il faut pour autant également comprendre les risques relatifs au développement du réseau. Au regard de l'évolution des prix, la diminution des écarts à l'échelle européenne va impliquer que les prix dans les zones où la production devrait être moins chère (Espagne, France, Royaume-Uni) vont augmenter [Raillard-Cazanove, Knibiehly, Girard, 2025]. Cela impacterait négativement les consommateurs de ces zones et positivement les producteurs de ces zones. Pour les producteurs qui développent des projets adossés à des consommateurs locaux avant l'arrivée du réseau, ou avant l'arrivée sur le réseau de producteurs à bas coût, il y a un risque de se retrouver avec un investissement qui ne soit plus compétitif. Ce risque de possible perte de compétitivité à terme liée à l'arrivée d'un réseau peut constituer un frein à des investissements qui se font pourtant d'abord à l'échelle des territoires.

4.3. Un soutien politique essentiel et multiple à l'échelle mondiale

Pour faire émerger une filière hydrogène électrolytique sur un territoire, un soutien public est nécessaire afin de la rendre compétitive par rapport aux alternatives fossiles. Ceci s'observe dans un grand nombre d'économies. Par exemple, les États-Unis ont mis en place à travers l'*Inflation Réduction Act* (2022) un crédit d'impôt récompensant la production d'hydrogène bas carbone, proportionnel à la quantité d'hydrogène produite. En Inde, un système d'enchères offre un complément de rémunération pour la production d'hydrogène renouvelable.

Le soutien à l'hydrogène à l'échelle européenne et française prend aujourd'hui différentes formes, mais il est parfois difficile d'y lire une stratégie d'ensemble notamment en ce qui concerne la localisation future des consommateurs d'hydrogène.

La politique européenne se cherche encore, entre d'un côté une vision libérale qui permet aux acteurs de s'adapter au contexte au détriment parfois d'une visibilité sur le long terme, qui prône la neutralité technologique, et de l'autre une approche plus planificatrice qui dans une transition rapide et un contexte international changeant, peut s'avérer trop rigide. Dans le détail, la Banque européenne de l'hydrogène (BEH) va subventionner des projets d'hydrogène électrolytique renouvelable, avec une enveloppe d'un peu moins de 3 milliards d'euros sur 10 ans qui permettra de subventionner la production de quelques centaines de kilotonnes par an d'hydrogène renouvelable. Sur la production comme sur les usages aval, d'autres mécanismes s'y ajoutent comme le CBAM ou l'ETS, que ce soit par la taxe ou l'allocation gratuite, laquelle peut être une source de revenus supplémentaire pour les producteurs d'hydrogène européens, mais qui va progressivement disparaître. Des soutiens aux CAPEX sont possibles à l'échelle des pays et via des aides européennes, que ce soit du côté de l'investissement dans les électrolyseurs ou dans des fours de DRI. Ces mécanismes vont dans le sens du maintien sur le territoire des usages de l'hydrogène. Dans le même temps, sur les e-fuels, les obligations d'incorporation sont agnostiques à la localisation de la production.

Il faut rappeler que les industriels électro-intensifs sont soumis à une concurrence internationale qui justifie qu'on les soutienne. En France, le soutien sur le prix de l'électricité des électro-intensifs et plus particulièrement des électrolyseurs prend différentes formes dont la persistance sur le long terme n'est pas garantie (voir [RTE, 2024, p. 69]). L'exonération d'une partie importante du TURPE et de la TICFE (qui peuvent représenter jusqu'à environ 10 €/MWh) n'est pas remise en question, mais d'autres éléments plus importants sont incertains. En effet, l'accès à l'électricité historique nucléaire, qui représentait une garantie long terme d'une électricité de base à 42 €/MWh, est remis en question et le prix à venir pourrait être autour de 70 €/MWh [RTE, 2024]. Par ailleurs, l'avenir de la compensation des coûts indirects du carbone qui permet aux États membres de compenser le surcoût dû au prix du quota carbone dans l'électricité livrée aux industries électro-intensives soumises à fuite du carbone n'est pas encore acté après 2030. En France, cela représente à date environ 20-30 €/MWh.

5. Discussion et perspectives

Si l'on a pu envisager par le passé une place trop importante pour certains usages de l'hydrogène bas carbone dans des secteurs comme le chauffage résidentiel ou les véhicules légers, il en est d'autres qui sont toujours sérieusement considérés. C'est le cas des usages actuels de l'hydrogène fossile, de la sidérurgie, progressivement du transport aérien et maritime, et de la production d'électricité de pointe dans certains pays.

Pour autant, des incertitudes importantes subsistent qui expliquent certains retards et doivent être intégrées dans des études à venir. Du côté des électrolyseurs, on peut constater que les baisses optimistes de CAPEX envisagées, l'évolution des rendements à la hausse et le fonctionnement flexible restent à démontrer. Une analyse de ces différents éléments via le suivi des premiers projets et de la littérature scientifique doit

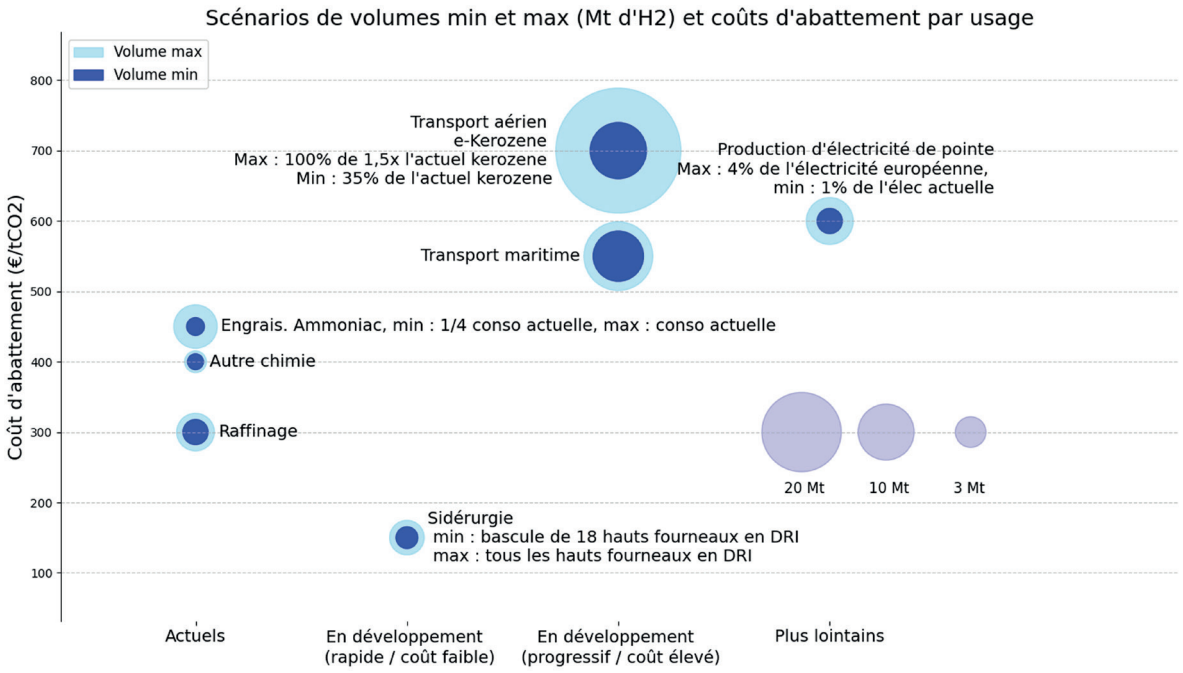


Figure 2. Scénarios de volume et coûts d'abattement pour différents usages de l'hydrogène électrolytique

Source pour les coûts d'abattement : [RTE, 2024], que l'on peut comparer à la valeur de l'action pour le climat autour de 300 €/tCO_2 pour 2030 et de 560 €/tCO_2 en 2050 [Quinet et Haut-commissariat à la stratégie et au plan, 2025] – volumes des usages actuels, chiffres de 2022 [Espitalier-Noël *et al.*, 2024]

permettre de lever progressivement certaines incertitudes et de mieux comprendre celles qui restent. Les études à venir devront intégrer l'ensemble des contraintes techniques de fonctionnement des systèmes hydrogène et en particulier des électrolyseurs.

Sur le plan politique, le soutien qui doit permettre la rentabilité tarde à se structurer d'une manière lisible au niveau européen. Comme plusieurs configurations sont envisageables, les industriels consommateurs d'hydrogène pourraient choisir d'installer des unités de production sur des sites dans le monde qui pourraient permettre une production d'hydrogène moins chère, à partir d'une bonne ressource éolienne et photovoltaïque. L'évaluation du différentiel de compétitivité, entre différents pays d'Europe, et d'Afrique du Nord, avec de l'hydrogène (et dérivés) produit dans d'autres sites à l'international doit faire l'objet d'études plus approfondies, intégrant en outre le coût des infrastructures.

Ce différentiel devra être analysé au regard notamment du caractère stratégique qu'il y a à maintenir nos industriels sur le territoire européen. Le poids sur le long terme pour les finances publiques doit être évalué. Cette analyse pourrait être faite par secteur. Il pourrait en effet y avoir des arguments en faveur d'une politique de soutien différenciée en fonction des secteurs utilisateurs d'hydrogène, car les solutions basées sur de l'hydrogène électrolytique ne présentent pas les mêmes coûts d'abattement en fonction des usages. La Figure 2 reprend ces coûts d'abattement estimés dans un contexte français dans un rapport récent [RTE, 2024]. Elle met en regard ces coûts avec les volumes d'hydrogène électrolytique qui pourraient être mis en jeu en Europe (sur la base des demandes actuelles). L'évaluation du soutien public nécessaire devra prendre en

compte ces deux paramètres, mais également la part du surcoût qui pourrait être portée par les secteurs utilisateurs, ainsi que les mécanismes de soutien existants en Europe et ailleurs dans le monde.

Cette approche sectorielle pourrait alimenter la consolidation du tracé du réseau de transport d'hydrogène qui pourrait aider à la compétitivité d'une production européenne, notamment en permettant de connecter des hubs industriels à des stockages souterrains et de relier entre eux différents pays qui ont des coûts de production contrastés. Ce tracé et le phasage dans le temps du développement du réseau demandent des études complémentaires, d'autant plus que les investissements envisagés à court terme sont très significatifs (cf. section 1.2) et dépendent fortement d'hypothèses faites sur une réutilisation du réseau de gaz naturel, impliquant une décroissance de nos consommations non encore enclenchée. Ces études sur le tracé du réseau et son évolution progressive d'ici 2050 devront prendre en compte plusieurs scénarios d'évolution [ACER, 2025], dans une vision d'ensemble adaptative intégrant les retards et les incertitudes. En outre, l'impact de ce réseau et de son évolution sur les différents acteurs doit être anticipé.

L'incertitude et la multiplicité des critères à prendre en compte dans l'élaboration de plans stratégiques, comme l'est le tracé d'un réseau de transport d'hydrogène européen, doivent être acceptées et intégrées aux processus décisionnels. La littérature propose différentes méthodes d'aide à la décision, reposant pour beaucoup sur l'engagement des parties prenantes. Des études basées sur ces méthodes, utilisant l'analyse multicritère ou la notion de robustesse et d'incertitude profonde [Jodry, 2023 ; Nicolle et Massol, 2023 ; Workman *et al.*, 2024], pourraient éclairer les orientations publiques entourant le déploiement de l'hydrogène électrolytique en Europe, d'autant plus si elles se font dans le cadre de consortiums permettant la collaboration de profils et de nationalités variés.

Bibliographie

ACER, 2025. Opinion No 05/2025 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 27 may 2025 on ENTSOG's draft hydrogen infrastructure gaps identification report, mai 27, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER-Opinion-05-2025-ENTSOG-draft-Hydrogen-Infrastructure-Gaps-Identification-report.pdf.

ADEME, 2024. Importation d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène, https://librairie.ademe.fr/energies/7594-importation-d-hydrogene-et-de-derives-de-l-hydrogene.html.

Agora Industry, 2025. Prioritising hydrogen for the most effective uses – an overview.

Ahluwalia R.K., Papadias D.D., Peng J.-K., Roh H.S., 2019. "System level analysis of hydrogen storage options", U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program – 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, Washington, D.C., avril 29.

Armijo J., Philibert C., 2020. "Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina", *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (3): 1541-58, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.

Baldino C., O'Malley J., Searle S., Christensen A., 2021. Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in Germany in 2050, https://theicct.org/publication/hydrogen-for-heating-decarbonization-options-for-households-in-germany-in-2050/.

Blok S., Lok J.A., Szwajkajzer L., Colonerus M., 2024. La politique industrielle de l'UE en matière d'hydrogène renouvelable, Cour des comptes européenne, https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_FR.pdf.

Boigontier T., Girard R., Lamarque-Lacoste J., de la Motte Saint Pierre M., Mange T., 2023. Low-carbon hydrogen production in the European Union: what economic conditions are required to switch to low-carbon hydrogen by 2030?, École nationale supérieure des mines de Paris, https://hal.science/hal-04702712.

Boigontier T., de Temmerman G., Girard R., Lamarque-Lacoste J., de la Motte Saint Pierre M., Dubois A., 2023. Low-carbon hydrogen production in the EU: are 2030 targets achievable? Zenon Research ; Mines Paris ; PERSEE ; IHEIE, https://hal.science/hal-04158824.

Boschat J., Boigontier T., Catanzariti M., Debarre R., de Temmerman G., 2022. Decarbonizing heavy-duty road transport in Europe, Mines ParisTech-PSL University.

Bourgeois B., Duclercq L., Jannel H., Reveillere A., 2022. Life cycle cost assessment of an underground storage site, Livrable 7.2-1, Hystories, no 7.2-1, Clean Hydrogen partnership, European Union.

Brissaud F., Chaise A., Gault K., Soual S., 2024. "Lessons learned from Jupiter 1000, an industrial demonstrator of Power-to-Gas", *International Journal of Hydrogen Energy* 49 (janvier): 925-32, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.003.

CEA, 2024. Étude Sisyphe : dynamique de la demande européenne en hydrogène bas carbone d'ici 2040, Transitions.

Charmaison B., 2022. «Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone», *La Revue de l'Énergie*, n° 663, https://www.larevuedelenergie.com/comment-estimer-les-couts-de-production-de-lhydrogene-bas-carbone/.

Collins L., 2023. "World's largest green hydrogen project 'has major problems due to its Chinese electrolysers': BNEF", Hydrogen Insight, décembre 11, https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-worlds-largest-green-hydrogen-project-has-major-problems-due-to-its-chinese-electrolysers-bnef/2-1-1566679.

Collins L., 2025. "Billions of euros allocated, but only 21 % of green hydrogen projects awarded IPCEI funding by EU have reached FID", Hydrogen Insight, avril 25, https://www.hydrogeninsight.com/policy/billions-of-euros-allocated-but-only-21-of-green-hydrogen-projects-awarded-ipcei-funding-by-eu-have-reached-fid/2-1-1811477.

Deschatre T., Féron O., Gruet P., 2021. "A survey of electricity spot and futures price models for risk management applications", *Energy Economics* 102 (octobre): 105504, https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105504.

Deutsch M., Graf A., 2019. "EU-Wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe", Agora Energiewende, novembre 1, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Blog/2019/Electrolysis_manufacturing_Europe/2019-11-08_Background_paper_Hydrogen_cost.pdf.

Dubouis N., Aymé-Perrot D., Degoulange D., Grimaud A., Girault H., 2024. "Alkaline electrolyzers: powering industries and overcoming fundamental challenges", *Joule* 8 (4): 4.

EHB, 2023. European Hydrogen Backbone – Implementation roadmap – cross border projects and costs update.

Espitalier-Noël M., Fonseca J., Fraile D., Muron M., 2024. Clean Hydrogen Monitor, Hydrogen Europe.

European Commission, Artelys, Directorate-General for Energy (European Commission) *et al.*, 2025. Investment needs of European energy infrastructure to enable a decarbonised economy: final report, Publications Office of the European Union, https://data.europa.eu/doi/10.2833/8232521.

Guillot V., Assoumou E., 2025. "Power and green hydrogen trade potential between North African and European countries: Conditions, challenges, and sustainability prospects", *Applied Energy* 382 (mars): 125209, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125209.

IEA, 2019. The Future of Hydrogen.

Jodry A., 2023. "Decision Support for the Deployment of Hydrogen Technologies at the Scale of a Territory", PhD thesis, Université Paris sciences et lettres, https://pastel.hal.science/tel-04589099.

Jodry A., Girard R., Affonso Nóbrega P.H., Molinier R., El Alaoui Faris M.-D., 2023. "Industrial hydrogen hub planning and operation with multi-scale optimisation", *Journal of Cleaner Production* 426 (novembre): 138750, https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138750.

Johnson N., Liebreich M., Kammen D.M., Ekins P., McKenna R., Staffell I., 2025. "Realistic roles for hydrogen in the future energy transition", *Nature Reviews Clean Technology* 1, 351-371, https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4.

Khan M.H.A., Heywood P., Kuswara A., Daiyan R., MacGill I., Amal R., 2022. "An integrated framework of open-source tools for designing and evaluating green hydrogen production opportunities", *Communications Earth & Environment* 3 (1): 309, https://doi.org/10.1038/s43247-022-00640-1.

Krieg D., 2012. Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt 144, Forschungszentrum Jülich.

NaTran et Teréga, 2025. Présentation des plans de développement prospectifs des réseaux d'H_2 et de CO_2 soumis à concertation par NaTran et Teréga, https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/1usZDs9VxYQoVc0urCAMIF/7cf58fe6d27a0ebd7ca0cdeece801305/Note_Plans_prospectifs.pdf.

Nguyen E., Olivier P., Pera M.-C., Pahon E., Roche R., 2024. "Impacts of intermittency on low-temperature electrolysis technologies: a comprehensive review", *International Journal of Hydrogen Energy* 70 (juin): 474-92, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.217.

Nicolle A., Massol O., 2023. "Build more and regret less: Oversizing H_2 and CCS pipeline systems under uncertainty", *Energy Policy* 179 (août): 113625, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113625.

Olympios A.V., Aunedi M., Mersch M. *et al.*, 2022. "Delivering net-zero carbon heat: Technoeconomic and whole-system comparisons of domestic electricity- and hydrogen-driven technologies in the UK", *Energy Conversion and Management* 262 (juin): 115649, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115649.

O'Neill K.T., Jiao F., Al Ghafri S., May E.F., Johns M.L., 2024. "Stable electrolytic hydrogen production using renewable energy", *Energy Conversion and Management* 321 (décembre): 119070, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119070.

Parkes R., 2024. "Cost of electrolysers for green Hydrogen production is rising instead of falling: BNEF", Hydrogen Insight, mars 4, https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/cost-of-electrolysers-for-green-hydrogen-production-is-rising-instead-of-falling-bnef/2-1-1607220.

Quinet A., Haut-commissariat à la stratégie et au plan, 2025. La valeur de l'action pour le climat : une référence pour évaluer et agir, https://www.strategie-plan.gouv.fr/publications/la-valeur-de-laction-pour-le-climat-une-reference-pour-evaluer-et-agir.

Raillard-Cazanove Q., Knibiehly T., Girard R., 2025. "Decarbonisation of industry and the energy system: Exploring mutual impacts and investment planning", *Journal of Cleaner Production* 508 (mai): 145511, https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.145511.

Raillard-Cazanove Q., Rogeau A., Girard R., 2025. "Decarbonisation modelling for key industrial sectors focusing on process changes in a cost-optimised pathway", *Applied Energy* 382 (mars): 125206, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125206.

Rechberger K., Spanlang A., Sasiain Conde A., Wolfmeir H., Harris C., 2020. "Green hydrogen-based direct reduction for low-carbon steelmaking", *Steel Research International* 91 (11): 2000110, https://doi.org/10.1002/srin.202000110.

Rehfeldt M., Bußmann S., Fleiter T., Rissman J., 2024. Direct electrification of industrial process heat, Fraunhofer ISI/Agora Industry.

REPowerEU Plan, 2022. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF.

Reuters, 2024. "Norway's Equinor Scraps Plans to Export Blue Hydrogen to Germany", septembre 21, https://www.reuters.com/business/energy/norways-equinor-scraps-plans-export-blue-hydrogen-germany-2024-09-20/.

Rifkin J., Guilhot N., 2002. *L'économie hydrogène. Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique*, La Découverte.

Roberts L., Hakko H., Mulholland Y., Petersen K., Fenning C., Littlecott C., 2023. Challenging Japan's promotion of ammonia co-firing for coal power generation, E3G, https://www.jstor.org/stable/resrep48911.

Rogeau A., Vieubled J., De Coatpont M., Affonso Nóbrega P., Erbs G., Girard R., 2023. "Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production

through offshore wind farms: a European perspective", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 187 (novembre): 113699, https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113699.

Rosenow J., 2022. "Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review", *Joule* 6 (10): 2225-28, https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.015.

RTE, 2021. Futurs énergétiques 2050.

RTE, 2024. Volet Hydrogène de l'étude «Futurs énergétiques», chapitre 11, https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogene.pdf.

RTE et GRTgaz, 2023. Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-08/2023-08-01-enjeux-developpement-infrastructures-stockage-transport.pdf.

Tackie-Otoo B.N., Haq M.B., 2024. "A comprehensive review on geo-storage of H_2 in salt caverns: Prospect and research advances", *Fuel* 356 (janvier): 129609, https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129609.

US Department of Energy, 2023. Pathways to Commercial Liftoff and Future Analysis.

Verpoort P.C., Ueckerdt F., Beck Y. *et al.*, 2024. Transformation der engerieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe, Ariadne – Kopernikus Projekte, Application/pdf, 8 MB, 84 pages, https://doi.org/10.48485/PIK.2024.019.

Wettengel J., 2024. "Danish-German hydrogen pipeline delayed by three years", Clean Energy Wire, octobre 9, https://www.cleanenergywire.org/news/danish-german-hydrogen-pipeline-delayed-three-years.

Workman M., Darch G., Denisart B. *et al.*, 2024. "A robust decision-making approach in climate policy design for possible net zero futures", *Environmental Science & Policy* 162 (décembre): 103886, https://doi.org/10.1016/j.envsci.2024.103886.

Yin I., Zhou O., Yep E., 2024. "China's hydrogen ambitions may ride on Sinopec's Kuqa project in Xinjiang", janvier 11, https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/011124-chinas-hydrogen-ambitions-may-ride-on-sinopecs-kuqa-project-in-xinjiang.

Zheng Y., You S., Huang C., Jin X., 2023. "Model-based economic analysis of off-grid wind/hydrogen systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 187 (novembre): 113763, https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113763.

Biographies

Robin Girard est docteur en mathématiques appliquées de l'université Grenoble 1. Depuis 2008, il travaille comme enseignant chercheur dans le domaine de la transition énergétique à l'École des Mines de Paris, en tant que directeur de recherche au centre PERSEE depuis 2023. Ses travaux concernent la décarbonation dans le secteur de l'industrie, du bâtiment, mais aussi la modélisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, et plus généralement des systèmes multi-énergie. Il a dirigé de nombreux travaux (thèses, projets, articles) sur ces sujets.

Valérie Seguin est ingénieur de l'École centrale de Lyon. Elle est chargée d'études technico-économiques au CEA depuis 2016 et chercheuse à l'institut I-Tésé, l'Institut de recherche et d'études en économie de l'énergie du CEA, depuis 2021. Elle travaille sur le rôle de l'hydrogène bas carbone dans la transition énergétique. Elle est notamment la coordinatrice française du projet ANR franco-allemand CrossHy, mené en partenariat avec DLR et NaTran. Ce projet s'intéresse aux trajectoires possibles de déploiement de l'infrastructure hydrogène en France et en Allemagne.

Bastien Denisart est ingénieur de l'École centrale de Lyon. Après avoir obtenu le MSc *Sustainable Energy Futures* de l'Imperial College, en rédigeant un mémoire sur la prise de décision en incertitudes profondes, il rejoint l'institut I-Tésé du CEA en 2023. Il y étudie les interactions entre les filières hydrogène et CO_2 pour la décarbonation de l'économie, à travers les prismes technico-économiques et réglementaires. Ses travaux portent aujourd'hui principalement sur l'économie des électro-carburants.

Quentin Raillard-Cazanove est postdoctorant au sein de l'Applied Mechanics and Energy Conversion (TME) à KU Leuven. Il est titulaire d'un doctorat en énergie et procédés de Mines Paris-PSL, où ses recherches se sont concentrées sur la modélisation de la décarbonation de l'industrie et son impact sur le système électrique. Ingénieur diplômé des Arts et Métiers, il est également titulaire d'un master en technologie des systèmes d'énergie renouvelable de la Loughborough University. Aujourd'hui, ses travaux visent à explorer les synergies entre les secteurs industriels et le système énergétique dans un contexte de décarbonation.

Bertrand Charmaison est ingénieur diplômé de l'IFP School et titulaire d'un doctorat de l'École d'économie de Toulouse. Il dirige I-Tésé, l'Institut de recherche et d'études en économie de l'énergie du CEA. I-Tésé a pour ambition de développer une vision systémique de l'économie et de la soutenabilité de la transition énergétique vers la neutralité carbone. Pour ce faire, les travaux menés par l'Institut et ses partenaires s'intéressent à l'évolution de la demande et des modes de consommation de l'énergie, aux technologies de production et de stockage d'énergie bas carbone, ainsi qu'à la disponibilité des ressources nécessaires pour mettre en œuvre ces technologies.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone, *Bertrand Charmaison (n° 663, juillet-août 2022)*
- Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives?, *Isabelle Moretti (n° 667, juillet-août 2023)*
- Le développement des usages de l'hydrogène décarboné en France : point de situation et enjeux de sécurité, *Isabelle Wallard, Michel Rostagnat (n° 666, mai-juin 2023)*

À retrouver sur **www.larevuedelenergie.com**.