

© IRENA 2022

Sauf indication contraire, le contenu de la présente publication peut être librement utilisé, partagé, copié, reproduit, imprimé ou sauvegardé, à condition de mentionner l'IRENA comme étant la source et la propriétaire des droits d'auteur. Les éléments de la présente publication attribués à des tiers pouvant faire l'objet de conditions d'utilisation distinctes, il peut être nécessaire d'obtenir les autorisations correspondantes de ces tiers avant d'utiliser ces éléments.

Citation : IRENA (2022), **Géopolitique de la transformation énergétique : Le facteur hydrogène**, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

ISBN : 978-92-9260-455-4

Ce document est traduit de «Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor» ISBN: 978-92-9260-370-0 (2022). En cas de divergence entre cette traduction et l'original anglais, le texte anglais prévaut.

Disponible au téléchargement : www.irena.org/publications

Pour de plus amples informations ou nous faire parvenir vos suggestions : info@irena.org

À PROPOS DE L'IRENA

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) est une organisation intergouvernementale qui sert de plateforme principale pour la coopération internationale, mais aussi un centre d'excellence, un référentiel en matière de politiques, de technologies, de ressources et de connaissances financières au sujet des énergies renouvelables et un moteur d'action sur le terrain pour faire avancer la transformation du système énergétique mondial. Organisation intergouvernementale créée en 2011, l'IRENA promeut l'adoption généralisée et l'utilisation durable de toutes les formes d'énergies renouvelables, notamment la bioénergie, la géothermie, l'énergie hydroélectrique, l'énergie des océans, l'énergie solaire et éolienne, dans la poursuite des efforts visant à un développement durable, à l'accès à l'énergie, à la sécurité énergétique, à la croissance et à la prospérité économiques pauvres en carbone.

www.irena.org

CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

La présente publication et les éléments qu'elle contient sont fournis « en l'état ». Toutes les précautions raisonnables ont été prises par l'IRENA afin de vérifier la fiabilité du contenu de cette publication. Néanmoins, ni l'IRENA ni aucun de ses fonctionnaires, agents, fournisseurs de contenu tiers ou de données ne peuvent offrir de garantie de quelque nature que ce soit, exprimée ou implicite. Ils déclinent donc toute responsabilité quant aux conséquences découlant de l'utilisation de cette publication ou de son contenu.

Les informations contenues dans le présent document ne reflètent pas nécessairement les positions de tous les Membres de l'IRENA. La mention d'entreprises spécifiques ou de projets ou produits particuliers ne signifie pas qu'ils sont approuvés ou recommandés par l'IRENA au détriment d'autres éléments de nature similaire qui ne sont pas mentionnés. Les appellations employées dans la présente publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part de l'IRENA, aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites territoriales.

AVANT-PROPOS

L'accélération du déploiement des énergies renouvelables a amorcé une transformation énergétique dans le monde entier qui va avoir des conséquences considérables sur le plan géopolitique. Le rapport intitulé « Un nouveau monde », et publié en 2019 par la Commission mondiale de l'IRENA sur la géopolitique de la transformation énergétique, a fait œuvre pionnière dans ce domaine. Le rapport souligne la façon dont l'avènement d'une nouvelle ère énergétique pourrait remodeler les relations entre les États et les communautés, et donner naissance à un « nouveau monde » sur les plans de l'énergie, de la sécurité, de l'indépendance énergétique et de la prospérité.

Face à la rapidité de ces évolutions, il est essentiel de suivre attentivement les conséquences géopolitiques de cette transition, de rester au fait des évolutions et de jouer un rôle actif dans le façonnage de l'avenir. En 2020, l'Assemblée de l'IRENA a chargé l'Agence internationale pour les énergies renouvelables de poursuivre ces travaux au titre du Cadre de collaboration* portant sur la géopolitique de la transformation énergétique. Au vu de l'intérêt qu'il suscite, il a été estimé que l'hydrogène était un domaine d'analyse prioritaire. Même s'il a pu susciter une vive attention à maintes reprises par le passé, l'hydrogène est jusqu'à ce jour resté peu présent dans le discours mondial sur l'énergie. Aujourd'hui, les décideurs politiques lui accordent un regain d'attention sans précédent, compte tenu de son rôle central dans la décarbonisation des secteurs plus ardues de ce point de vue.

De nombreuses incertitudes subsistent en ce qui concerne l'évolution du marché de l'hydrogène, pour savoir qui en prendra la tête et en connaître les implications géopolitiques. À travers le présent rapport, l'IRENA offre une analyse éclairée de la manière dont ces incertitudes pourraient être levées. Beaucoup dépendra des cadres politiques déployés par les gouvernements, et notamment des mesures incitatives qu'ils choisiront de mettre en place dans le contexte des conséquences sociales et économiques d'une pandémie, des conséquences de plus en plus visibles des changements climatiques et de l'urgence de combler le fossé entre les plus riches et les plus démunis.

Selon les *Perspectives pour les transitions énergétiques mondiales* de l'IRENA, l'hydrogène pourrait couvrir jusqu'à 12 % de la consommation finale d'énergie d'ici 2050. Pour y parvenir, il sera essentiel de définir les bonnes priorités, surtout dans les premiers temps, au moment où les marchés émergent et où les coûts sont élevés. En outre, la contribution positive de l'hydrogène aux efforts en matière de climat et de développement ne peut être garantie que par des règles et des normes transparentes et crédibles, ainsi que par un système cohérent qui transcende les frontières nationales, régionales et sectorielles. Il est crucial de compter sur la coopération internationale pour que le marché émergent de l'hydrogène soit à la fois décentralisé et inclusif, et offre des possibilités aussi bien aux pays développés qu'aux pays en développement.

Il reste beaucoup à faire. Ainsi, une crise énergétique s'est emparée des marchés mondiaux de l'énergie au moment même où la Conférence des Nations Unies sur le climat s'ouvrait à Glasgow en octobre 2021. La volatilité des prix du pétrole et du gaz a conduit à l'adoption d'une série de mesures d'urgence visant à en adoucir les répercussions sur les producteurs et les consommateurs du monde entier. Celles-ci constituent un rappel brutal du rôle pivotale que jouent encore les combustibles fossiles dans la géopolitique énergétique et soulignent l'urgence de passer à des systèmes résilients, alignés sur les impératifs climatiques et de développement énoncés dans l'Accord de Paris et le Programme de développement durable à l'horizon 2030.

Aujourd'hui, les gouvernements ont une occasion unique de façonner l'avènement de l'hydrogène, en contribuant à l'organisation de marchés favorables à la transformation énergétique tout en palliant les contraintes et les insuffisances existantes, en réduisant les inégalités et en orientant les conséquences géopolitiques vers des systèmes énergétiques plus propres et plus équitables. Les défis sont nombreux, mais les possibilités le sont tout autant. J'espère que le rapport que vous avez entre les mains aidera de manière efficace les décideurs politiques et les parties prenantes à se frayer un chemin à travers les incertitudes, à atténuer les risques et à surmonter les obstacles dans les années à venir.



**Francesco
La Camera**
*Directeur général
Agence internationale pour
les énergies renouvelables*

* Les Cadres de collaboration de l'IRENA sont des plateformes permettant aux acteurs publics et privés (entre autres) d'échanger des expériences, d'approfondir les travaux d'analyse et de promouvoir la coopération internationale en matière de transitions énergétiques.

SOMMAIRE

Avant-propos	03
Remerciements	09
RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS POLITIQUES.....	10

01

INTRODUCTION	18
1.1 L'avènement de l'hydrogène propre	18
1.2 L'importance géopolitique de l'hydrogène propre	21
1.3 Objectifs du rapport	22

02

RÔLE DE L'HYDROGÈNE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	24
2.1 Qu'est-ce que l'hydrogène ?	24
2.2 Principaux modes de production	26
2.3 Applications de l'hydrogène et établissement des priorités	29
2.4 Obstacles au déploiement de l'hydrogène à grande échelle	31
2.5 Perspectives du commerce international de l'hydrogène	33

03

REDÉFINIR LA CARTE GÉOPOLITIQUE	38
3.1 Précurseurs politiques et marchés de premier plan	39
3.2 Une nouvelle classe d'exportateurs d'énergie	45
3.3 Perspectives de transition pour les producteurs de combustibles fossiles	49
3.4 L'émergence de nouveaux leaders technologiques	55
3.5 Développement industriel dans les pays riches en énergies renouvelables	65





04	COMMERCE, SÉCURITÉ ET INTERDÉPENDANCE	68
	4.1 Une nouvelle géographie des échanges commerciaux	70
	4.2 Fixer les règles du jeu	74
	4.3 La diplomatie de l'hydrogène	76
	4.4 Une nouvelle donne dans les relations politiques	78
	4.5 Une plus grande sécurité énergétique	81
	4.6 Risques et vulnérabilités sur le plan commercial	85

05	LES CAUSES PROFONDES DE L'INSTABILITÉ GÉOPOLITIQUE, ET COMMENT L'HYDROGÈNE POURRAIT Y PORTER REMÈDE	92
	5.1 Transformations sociopolitiques	93
	5.2 Changements climatiques, stress hydrique et insécurité alimentaire. . .	96
	5.3 L'hydrogène et le monde en développement	102

06	CONSIDÉRATIONS POLITIQUES : LA VOIE À SUIVRE	104
-----------	---	-----

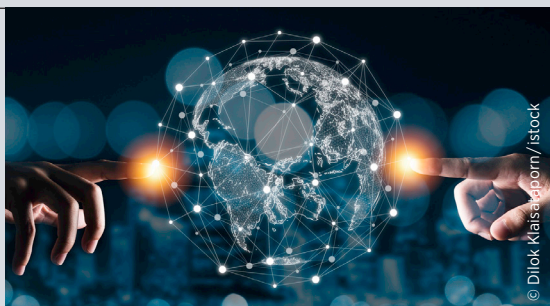
Références	108
------------------	-----

LISTE DES FIGURES

Figure S.1	Évolution de la valeur des échanges de produits énergétiques, 2020 à 2050	11
Figure S.2	Un réseau en pleine expansion de circuits commerciaux, de projets et de conventions portant sur l'hydrogène	12
Figure S.3	Priorités d'une politique en faveur de l'hydrogène propre	14
<hr/>		
Figure 1.1	Estimations de la demande mondiale en hydrogène en 2050	20
Figure 2.1	Consommation d'hydrogène en 2020	25
Figure 2.2	Typologie de la production d'hydrogène selon un code-couleur spécifique	26
Figure 2.3	Utilisations potentielles de l'hydrogène propre	29
Figure 2.4	Priorités d'une politique en faveur de l'hydrogène propre	30
Figure 2.5	Principaux obstacles perçus à la mise en œuvre de politiques et de stratégies en faveur de l'hydrogène	32
Figure 2.6	Potentiel technique solaire mondial	33
Figure 2.7	Potentiel technique éolien mondial	34
Figure 2.8	Rentabilité des options de transport en fonction du volume et de la distance	35
Figure 2.9	Un réseau en pleine expansion de circuits commerciaux, de projets et de conventions portant sur l'hydrogène	37
Figure 3.1	Stratégies en cours et en préparation en faveur de l'hydrogène, octobre 2021	39
Figure 3.2	Financement annuel moyen potentiellement disponible pour les projets liés à l'hydrogène, 2021-2030	42
Figure 3.3	Projets et investissements dans le domaine de l'hydrogène propre à partir de novembre 2021	43
Figure 3.4	Potentiel technique de production d'hydrogène vert à moins de 1,50 USD/kg d'ici 2050	45
Figure 3.5	Effets des hypothèses en matière de coûts sur la production d'hydrogène de certains pays	47
Figure 3.6	Risque de délaisement d'actifs pour les principaux exportateurs nets de combustibles fossiles, 2019	50
Figure 3.7	Avis d'experts sur les stratégies et les répercussions de l'hydrogène pour les producteurs de pétrole et de gaz	51
Figure 3.8	Avis d'experts sur les revenus et la structure du marché de l'hydrogène de demain	54
Figure 3.9	Possibilités de leadership technologique dans les chaînes de valeur de l'hydrogène vert	55
Figure 3.10	Répartition géographique des familles de brevets concernant l'hydrogène, 2010-2020	56
Figure 3.11	Flux d'inventions dans la technologie de l'hydrogène, 2010-2020	58
Figure 3.12	Estimation du potentiel de marché pour les équipements et les composants du secteur de l'hydrogène, 2050	59
Figure 3.13	Estimation de la capacité mondiale de fabrication d'électrolyseurs 2021-2024, sur la base des plans d'investissement	61
Figure 3.14	Ventes de piles à combustible, par région d'adoption 2016-2020	63

LISTE DES FIGURES (suite)

Figure 4.1	Opinion des membres de l'IRENA concernant les répercussions de l'hydrogène sur la politique étrangère d'ici 2030.....	69
Figure 4.2	Évolution de la valeur des échanges de produits énergétiques, 2020 à 2050.....	70
Figure 4.3	Carte mondiale des gazoducs de transport de gaz naturel.....	73
Figure 4.4	Itinéraires possibles pour l'hydrogène à travers l'Afrique par les autoroutes transafricaines existantes et à construire	75
Figure 4.5	Sélection d'accords commerciaux bilatéraux et de protocoles d'accord entre pays, tels qu'annoncés à partir de novembre 2021	77
Figure 4.6	Les 20 plus grands projets d'hydrogène vert à grande échelle annoncés dans le monde.....	87
Figure 4.7	Principaux producteurs de matériaux de base pour les électrolyseurs	91
Figure 5.1	Avis d'experts concernant les répercussions de l'hydrogène sur un certain nombre de résultats en matière de développement durable d'ici 2050	93
Figure 5.2	Pays dans lesquels l'hydrogène vert pourrait éventuellement devenir moins cher que l'hydrogène bleu, par an	94
Figure 5.3	Eau consommée pour l'hydrogène en 2050 par rapport à certains secteurs aujourd'hui.....	98
Figure 5.4	Carte thermique des niveaux de stress hydrique.....	99



© Dllok Klaisa/porn/istock



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Comparaison des principales technologies d'électrolyse.....	28
Tableau 3.1	Exemples historiques d'usines de production d'hydrogène par électrolyse à grande échelle.....	60
Tableau 3.2	Les aspects économiques du choix de l'implantation industrielle.....	66
Tableau 5.1	Sept façons dont les changements climatiques menacent la stabilité.....	96

LISTE DES ENCADRÉS

Encadré 1.1	Principaux termes utilisés dans le présent rapport.....	19
Encadré 1.2	Principales perspectives de l'utilisation de l'hydrogène d'ici 2050 dans le Scénario à 1,5 °C de l'IRENA.....	23
Encadré 2.1	Qu'est-ce qu'un électrolyseur ?.....	28
Encadré 2.2	Enquêtes sur la géopolitique de l'hydrogène.....	32
Encadré 2.3	Trois solutions de premier plan pour le transport d'hydrogène par bateau.....	36
Encadré 3.1	Des précurseurs ? Les visions de quelques pays et régions pionniers dans le domaine de l'hydrogène.....	40
Encadré 3.2	Projets dans le domaine de l'hydrogène en Afrique.....	44
Encadré 3.3	L'importance de prévoir les dépenses d'investissement pour établir les projections relatives au commerce de l'hydrogène.....	46
Encadré 3.4	D'importateur à exportateur d'énergie ? Activités du secteur de l'hydrogène dans certains pays importateurs de combustibles fossiles ayant un potentiel d'exportation d'hydrogène vert.....	48
Encadré 3.5	Passer à l'hydrogène ? Les stratégies en matière d'hydrogène de certains pays exportateurs de combustibles fossiles.....	52
Encadré 4.1	Perspectives infrastructurelles pour le secteur du transport maritime en Afrique.....	72
Encadré 4.2	L'émergence de la diplomatie de l'hydrogène.....	79
Encadré 4.3	Atténuation des risques liés au volume et au prix sur le marché de l'hydrogène : les enseignements de l'évolution du marché du gaz naturel liquéfié.....	86



REMERCIEMENTS

Ce rapport a été rédigé sous la direction d'Elizabeth Press, qui a également élaboré le résumé et les considérations politiques. Ses auteurs sont Thijs Van de Graaf (consultant pour l'IRENA et auteur principal), Herib Blanco, Emanuele Bianco et Waiman Tsang. Rabia Ferroukhi et Dolf Gielen ont fourni leurs avis d'experts et assuré la supervision de l'ouvrage.

Les personnes suivantes de l'IRENA ont fourni de précieuses contributions : Roland Roesch, Francisco Boshell, Francesco Pasimeni, Paul Komor, Anastasia Kefalidou, Claire Kiss, Emanuele Taibi, Ute Collier, Kathleen Daniel, Imen Gherboudj, Barbara Jinks, Jeffrey Lu, Stefano Marguccio et Kelly Rigg (consultant pour l'IRENA).

De nombreux responsables gouvernementaux et experts internationaux ont également apporté leur contribution et examiné les versions préliminaires du rapport. Leurs commentaires et leurs suggestions ont été extrêmement précieux. Il s'agit de Ronnie Belmans (KU Leuven), Leonardo Beltrano (Columbia Center on Global Energy Policy), Peter Betts, Kingsmill Bond (Carbon Tracker), Hugo Brouwer (Ministère des affaires étrangères des Pays-Bas), Melinda Crane, Matthias Deutsch (Agora Energiewende), Gonzalo Escribano (Real Instituto Elcano), Han Feenstra (Ministère des affaires économiques et de la politique climatique des Pays-Bas), Lisa Fischer (E3G), Gniewomir Flis (Agora Energiewende), Jonathan Gaventa (E3G), Hans Olav Ibrekk (Ministère des affaires étrangères de la Norvège), Ruud Kempener (Direction générale de l'énergie, Commission européenne), Holger Klitzing (Ministère fédéral des affaires étrangères, Allemagne), James Mnyupe (Cabinet du Président, Namibie), Paul Munnich (Agora Energiewende), Alejandro Nuñez-Jimenez (Université Harvard et EPFZ), Indra Overland (NUPI), Karsten Sach (Ministère de l'environnement de l'Allemagne), Beatrix Schmuelling (Ministère des changements climatiques et de l'environnement des Émirats arabes unis), Griffin Thompson (Loyola University Chicago), Nikos Tsafos (CSIS), Tatiana Ulkina (SNAM), Coby van der Linde (Clingendael), Kirsten Westphal (H2Global Stiftung), Ralf Vermeer (Ministère des affaires étrangères des Pays-Bas) et Frank Wouters (Reliance Industries). Ce rapport a également bénéficié du Cadre de collaboration de l'IRENA sur la géopolitique de la transformation énergétique, qui s'est réuni à deux reprises pour débattre du sujet.

De nombreux experts ont également participé à des enquêtes qui ont permis d'alimenter l'élaboration du rapport et de recueillir des commentaires précieux. Il s'agit de Marco Baroni, Erin M. Blanton, Noam Boussidan, James Bowen, Michael Bradshaw, Andy Calitz, Kilian Crone, Fernando de Sisternes, Christian Downie, Reshma Francy, Julio Friedmann, Arunabha Ghosh, Marco Giuli, Chris Goodall, Maria A. Gwynn, Lior Herman, Wouter Jacobs, Sohbet Karbuz, Thierry Lepercq, Robin Mills, Eleonora Moro, Monica Nagashima, Michel Noussan, Mostefa Ouki, Jorge Pena, Cédric Phillibert, Rainer Quitzow, Aurangzeb Qureshi, Alison Reeve, Baris Sanli, Massimo Santarelli, Roberto Schaeffer, Daniel Scholten, Rossana Scita, Radia Sedaoui, Adnan Shihabeldin, Tom Smolinka, Alexandre Szklo, Rudiger Tscherning, Frank Umbach, Paul van Son, Ad van Wijk, et Cyril Widdershoven.

La publication, les communications et le soutien éditorial ont été assurés par Stephanie Clarke, Daria Gazzola, Nicole Bockstaller et Damian Brandy. Le présent rapport a été révisé par Steven B. Kennedy. La conception graphique est de weeks.de Werbeagentur GmbH.

L'IRENA remercie le Ministère fédéral des affaires étrangères de l'Allemagne et le Ministère des affaires étrangères de la Norvège pour leur généreux soutien sans lequel ce rapport n'aurait pas pu voir le jour.

i Seuls les experts ayant consenti à être nommés sont mentionnés ici.

Résumé à l'attention des décideurs politiques

En raison de son ampleur et de ses répercussions profondes sur les tendances socioéconomiques, technologiques et géopolitiques établies dans le monde, la transition énergétique en cours est sans précédent. Les énergies renouvelables, combinées à l'efficacité énergétique, constituent désormais le fer de lance d'une transition énergétique mondiale de grande ampleur. Cette transition ne se bornera pas à un changement de combustible, mais aboutira à un nouveau système, avec toutes les perturbations politiques, techniques, environnementales et économiques que cela implique. La question centrale abordée dans ce rapport est de savoir si l'hydrogène exacerbe ou atténue ces perturbations, dans quelle mesure, et de quelle manière.

Dans les années à venir, il est probable que l'hydrogène, qui constituait jusqu'à présent la pièce manquante du puzzle des énergies propres, perturbe encore davantage les chaînes de valeur énergétiques. L'impératif lié aux changements climatiques a été le principal moteur du regain d'intérêt politique pour l'hydrogène. Le Scénario à 1,5 °C de l'IRENA prévoit que l'hydrogène propre¹ pourrait couvrir jusqu'à 12 % de la consommation finale d'énergie d'ici 2050. La majeure partie serait produite à partir d'énergies renouvelables, le reste provenant du gaz ainsi que du captage et du stockage du carbone.

L'hydrogène est susceptible d'influencer la géographie du commerce de l'énergie, en régionalisant davantage les relations énergétiques. Avec la baisse des coûts des énergies renouvelables, mais la hausse de ceux du transport de l'hydrogène, il est probable que la carte géopolitique émergente montre une régionalisation croissante des relations énergétiques. Les énergies renouvelables peuvent être déployées dans tous les pays, et l'électricité qu'elles produisent peut être exportée vers les pays voisins à travers les réseaux de transport. En outre, l'hydrogène peut faciliter le transport de l'électricité produite par les énergies renouvelables sur de plus longues distances grâce aux gazoducs et au transport maritime, ce qui permet de tirer parti de ressources renouvelables inexploitées dans des endroits reculés. Moyennant des modifications techniques, il serait possible de réaffecter certains gazoducs existants au transport de l'hydrogène.

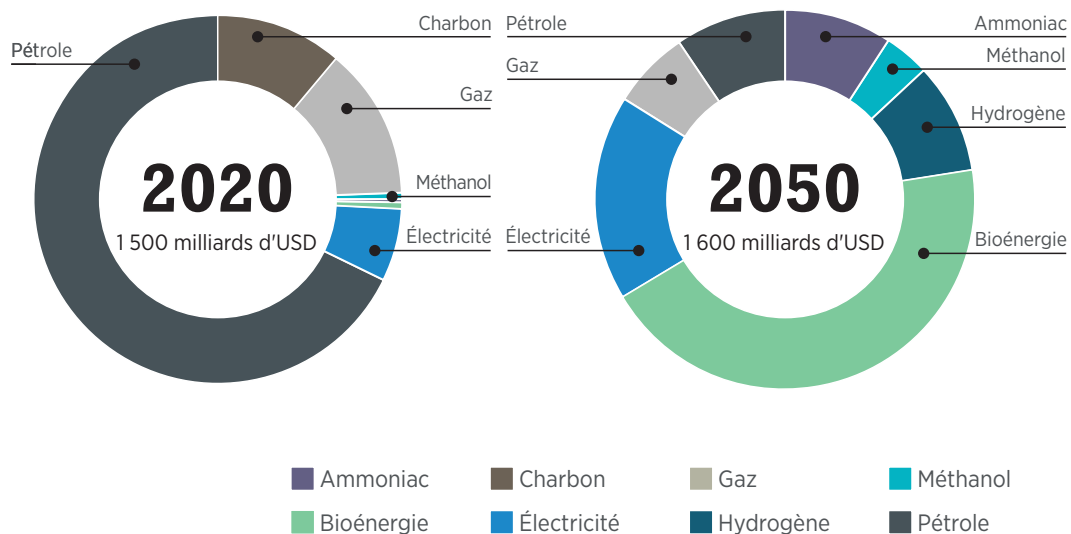
Les pays disposant d'énergies renouvelables en abondance et à faible coût pourraient devenir des producteurs d'hydrogène vert, ce qui aurait des conséquences considérables en matière géoéconomique et géopolitique. L'hydrogène vert pourrait être plus économique dans les zones offrant une combinaison optimale entre l'abondance des ressources renouvelables, l'espace disponible pour les parcs solaires ou éoliens, l'accès à l'eau et la capacité d'exporter vers les grands pôles de demande. De nouveaux nœuds énergétiques pourraient apparaître dans des endroits qui exploitent ces facteurs pour devenir des centres de production et d'utilisation d'hydrogène.

Le secteur de l'hydrogène sera plus compétitif et moins lucratif que celui du pétrole et du gaz. La rentabilité de l'hydrogène propre ne sera pas comparable à celle du pétrole et du gaz aujourd'hui. L'hydrogène étant le résultat d'une transformation et non d'une extraction, il peut être produit de manière compétitive dans de nombreux endroits du globe. Cela limitera la possibilité de percevoir des revenus économiques comparables à ceux générés par les combustibles fossiles, qui représentent aujourd'hui de l'ordre de 2 % du PIB mondial. En outre, à mesure que les coûts de l'hydrogène vert diminuent, divers participants entreront sur le marché, ce qui accroîtra sa compétitivité.

¹ Dans le présent rapport, ce mélange d'hydrogène vert et bleu est appelé « hydrogène propre ». Voir également la Figure 2.2.

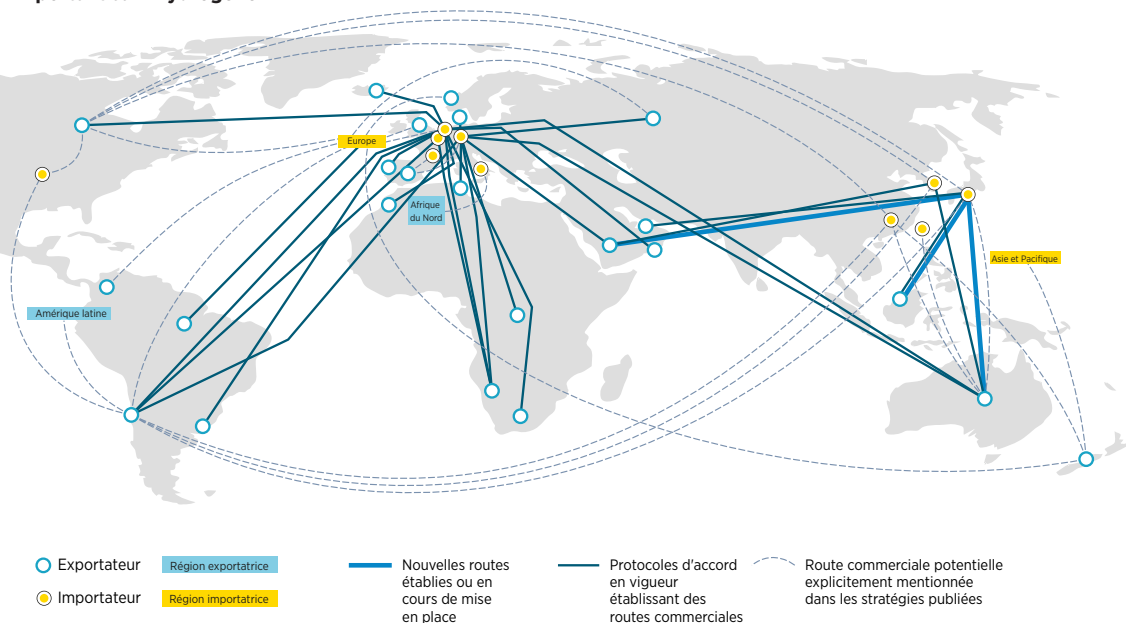


Figure S.1 Évolution de la valeur commerciale de produits énergétiques, 2020 à 2050



Les flux d'échanges et d'investissements liés à l'hydrogène donneront naissance à de nouveaux modèles d'interdépendance et transformeront les relations bilatérales. Le nombre croissant d'accords bilatéraux indique que ces relations seront différentes de celles du XX^e siècle, lesquelles découlaient des hydrocarbures. Les stratégies en matière d'hydrogène de plus de 30 pays et régions prévoient des plans d'importation ou d'exportation, ce qui indique que le commerce transfrontalier de l'hydrogène est appelé à augmenter considérablement. Des pays qui ne pratiquaient pas traditionnellement le commerce de l'énergie sont en train d'établir des relations bilatérales centrées sur les molécules et les technologies liées à l'hydrogène. L'évolution des liens économiques entre les pays peut également modifier leur dynamique en matière politique.

Figure S.2 Un réseau en pleine expansion de circuits commerciaux, de projets et de conventions portant sur l'hydrogène



Source de la carte : Natural Earth, 2021

Remarques : les informations rassemblées dans cette figure sont basées sur les données contenues dans la documentation officielle des gouvernements au moment de la rédaction de ce rapport.

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites et les noms indiqués sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

Dans plusieurs pays, la diplomatie de l'hydrogène est en train de devenir une composante courante de la diplomatie économique. L'accès à l'hydrogène est souvent considéré comme un élément de la sécurité énergétique et de la résilience nationale globale, en particulier dans les secteurs où aucune autre solution n'est envisageable ou rentable. Certains pays qui se placent d'ores et déjà comme les importateurs de l'avenir misent désormais sur la diplomatie de l'hydrogène. Les pionniers dans ce domaine sont l'Allemagne et le Japon, mais d'autres pays leur emboîtent le pas. Les exportateurs potentiels déploient des stratégies similaires, et nombre d'entre eux placent l'hydrogène, et plus particulièrement l'hydrogène vert, au plus haut niveau de leur diplomatie.

Les exportateurs de combustibles fossiles voient dans l'hydrogène propre une solution intéressante pour la diversification de leur économie. De nombreux pays actuellement exportateurs se tournent vers l'hydrogène propre pour s'ouvrir à de nouveaux secteurs d'exportation. Ils ont la possibilité de tirer parti de leurs infrastructures énergétiques, de leur main-d'œuvre qualifiée et des relations commerciales qu'ils ont déjà établies dans le domaine de l'énergie. Si l'hydrogène bleu semble être la solution la plus naturelle, de nombreux pays producteurs de combustibles fossiles possèdent un potentiel renouvelable suffisant pour passer directement à la production d'hydrogène vert. La feuille de route des Émirats arabes unis pour le leadership en matière d'hydrogène adopte explicitement cette double approche, et plusieurs autres pays explorent déjà cette voie, notamment l'Arabie saoudite, l'Australie et Oman. Les producteurs de combustibles fossiles devraient néanmoins continuer à formuler des stratégies de transition économique à grande échelle, car l'hydrogène ne compensera pas leurs pertes de revenus.



Le potentiel technique de la production d'électricité verte (et, à son tour, de grandes quantités d'hydrogène vert) dépasse de plusieurs ordres de grandeur la demande mondiale estimée. De nombreux pays ont fait part de leur ambition de devenir des exportateurs d'hydrogène, ce qui limite la probabilité de voir se concentrer les exportations. À en juger par leurs stratégies et leurs accords bilatéraux croissants, même des importateurs nets d'énergie comme le Chili, le Maroc et la Namibie semblent prêts à devenir des exportateurs d'hydrogène vert. Toutefois, l'approvisionnement en hydrogène sera limité par le rythme de mobilisation des investissements et par les coûts de production, en particulier dans les régions où les marchés à long terme ne sont pas garantis.

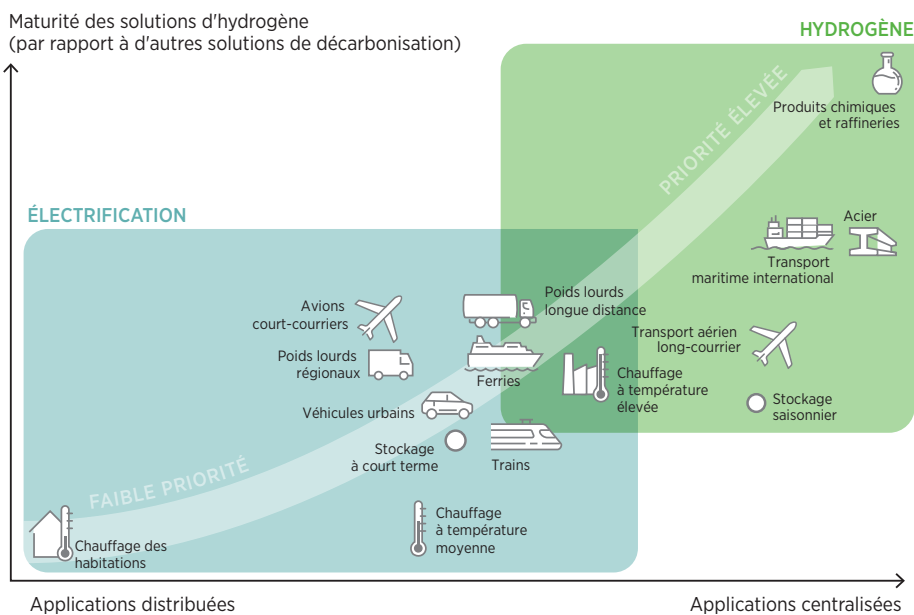
L'Afrique, les Amériques, le Moyen-Orient et l'Océanie sont les continents qui possèdent le potentiel technique de production d'hydrogène vert le plus élevé. Toutefois, la capacité à produire de grands volumes d'hydrogène vert à faible coût varie considérablement d'une région à l'autre. Les pays devront définir leur stratégie en tenant compte de priorités sociales et économiques bien plus larges, notamment la capacité à décarboniser leurs systèmes énergétiques ou à résoudre le problème de l'accès à l'énergie et de la pauvreté, qui prévaut actuellement dans plus de 80 pays à travers le monde. L'accès à des énergies renouvelables abondantes constitue un véritable atout dans la course à l'hydrogène propre, mais cela pourrait ne pas suffire. De nombreux autres facteurs entrent en jeu, notamment les infrastructures existantes et le bouquet énergétique actuel, ainsi que le coût du capital et l'accès aux technologies nécessaires. La réalisation du potentiel technique dépendra également de facteurs intangibles comme le soutien des pouvoirs publics, les conditions d'investissement et la stabilité politique.

L'augmentation des coûts de financement des projets n'empêche pas nécessairement l'investissement dans les pays présentant un profil de risque plus élevé. Les secteurs pétroliers et gaziers en amont montrent que lorsque le potentiel de revenus est suffisant, les investissements affluent en dépit du risque pays. Il devrait en être de même pour les pays présentant un potentiel à faible coût pour l'hydrogène vert. Il y a évidemment des limites. Les pays en proie à des troubles, dont certains présentent un fort potentiel, ne seront probablement pas en mesure de concrétiser les possibilités d'investissement en raison des risques considérables inhérents à la conduite des affaires dans de tels endroits.



Les années 2020 pourraient être marquées par une véritable course au leadership technologique, car les coûts sont susceptibles de baisser fortement avec l'apprentissage et la mise à l'échelle des infrastructures nécessaires. La géopolitique de l'hydrogène propre se déroulera probablement en plusieurs étapes. L'hydrogène vert devrait commencer à concurrencer le bleu en termes de coût d'ici la fin de la décennie. Et dans des pays comme la Chine (grâce à ses électrolyseurs à faible coût), le Brésil ou l'Inde (avec des énergies renouvelables bon marché et des prix du gaz relativement élevés) la compétition devrait s'engager plus tôt que partout ailleurs. L'hydrogène vert était déjà plus abordable que le gris en Europe lors de la flambée des prix du gaz naturel en 2021. Toutefois, son adoption dépendra largement de la prédictibilité de la demande, en particulier dans les secteurs difficiles à modérer où il n'existe aucune alternative.

Figure S.3 Priorités de la politique en matière d'hydrogène propre



Sources : IRENA (à paraître-b).

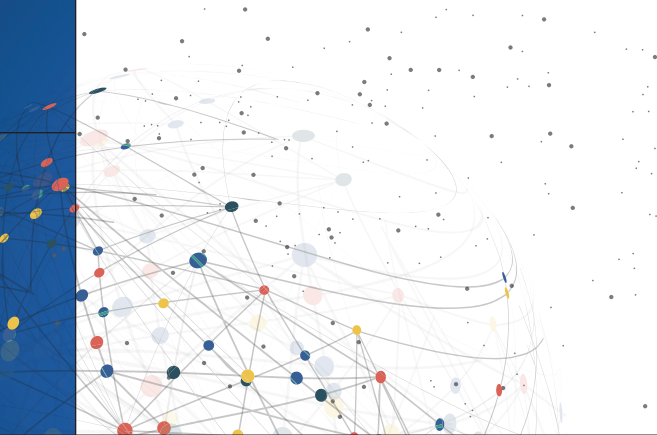
Les échanges transfrontaliers d'hydrogène augmenteront dans les années 2030, au rythme de la compétitivité des coûts de l'hydrogène vert. Dans de nombreux scénarios de décarbonisation, la demande commence à décoller à partir de 2035. Selon l'IRENA, les deux tiers de la production d'hydrogène vert seront utilisés localement en 2050 et un tiers fera l'objet d'échanges transfrontaliers. Les gazoducs, notamment en adaptant ceux employés pour le gaz naturel, sont susceptibles de faciliter la moitié des échanges. L'autre moitié serait chargée sur les navires sous forme de dérivés de l'hydrogène, comme l'ammoniac.

À court et moyen terme, les pays et les régions peuvent revendiquer de prendre la tête de cette évolution sur le plan technologique et de définir les règles de ce marché en expansion. Il est possible de stimuler la compétitivité économique en prenant part à la chaîne de valeur de l'hydrogène. Les enjeux économiques directs sont importants et le potentiel commercial est considérable. À long terme, les pays dotés d'un vaste potentiel d'énergies renouvelables pourraient devenir des sites d'industrialisation verte et utiliser leur potentiel pour attirer des industries très énergivores.

Dans les années et les décennies à venir, la fabrication d'équipements constitue une excellente occasion de capter de la valeur. La chaîne de valeur de l'hydrogène est étendue et la majeure partie des investissements sera nécessaire pour les énergies renouvelables. On estime que le marché potentiel de cette chaîne de valeur sera de 50 à 60 milliards d'USD pour les électrolyseurs et de 21 à 25 milliards d'USD pour les piles à combustible d'ici le milieu du siècle. La Chine, l'Europe et le Japon ont pris une avance considérable dans la production et la vente d'électrolyseurs, mais le marché est encore émergent et relativement restreint. L'innovation et les technologies émergentes peuvent transformer le paysage manufacturier actuel.

Tous les types d'hydrogène sont susceptibles de renforcer l'indépendance énergétique et la résilience, mais les principaux avantages seront générés par l'hydrogène vert. Aujourd'hui, l'hydrogène peut renforcer la sécurité énergétique de trois manières : 1) par la réduction de la dépendance aux importations, 2) par l'atténuation de la volatilité des prix et 3) par l'amélioration de la flexibilité et de la résilience du système énergétique, grâce à la diversification. La plupart de ces avantages sont associés à l'hydrogène vert. En revanche, l'hydrogène bleu suivrait les tendances des marchés du gaz, ce qui entraînerait une dépendance à l'égard des importations et une volatilité des marchés. De plus, la réduction escomptée du coût de l'hydrogène vert signifie que les investissements dans les chaînes d'approvisionnement basées sur les combustibles fossiles (en particulier les actifs qui devraient rester en activité pendant de nombreuses années) sont susceptibles de devenir irrécupérables.

Les matières premières nécessaires à l'hydrogène et aux technologies des énergies renouvelables devraient attirer davantage l'attention sur la sécurité matérielle. Si les réserves géologiques de la plupart des minéraux et des métaux sont actuellement suffisantes, les marchés risquent de se tendre très vite, en raison de l'augmentation rapide de la demande et des longs délais d'exécution des projets d'extraction et de raffinage. Une variation relativement faible de l'offre ou de la demande peut entraîner des fluctuations de prix importantes. Ces dernières pourraient se répercuter sur les chaînes d'approvisionnement en hydrogène et affecter le coût global des équipements, ainsi que les revenus des exploitants miniers et des exportateurs de matières premières. Les difficultés de la chaîne d'approvisionnement causées par la COVID-19 sont également riches d'enseignements lorsqu'il s'agit d'envisager les risques potentiels autres que ceux qui sont déjà connus.



Il est peu probable que les flux commerciaux de l'hydrogène soient militarisés ou dominés par des cartels. En effet, l'hydrogène peut être produit à partir d'un large éventail de sources d'énergie primaire et dans un grand nombre d'endroits dans le monde. De fait, il s'agit d'un produit manufacturé plutôt que d'une matière première ou d'une source d'énergie. Par conséquent, il est peu probable que les flux commerciaux d'énergie verte se prêtent aussi facilement à une influence géopolitique que le pétrole et le gaz. Cela dit, des pénuries d'approvisionnement pourraient survenir, notamment au cours des premières années de commercialisation de l'hydrogène, lorsque le nombre de fournisseurs est limité et que la plupart des échanges sont encore régis par des accords bilatéraux.

L'élaboration des règles, des normes et de la gouvernance relatives au commerce de l'hydrogène aura une incidence considérable sur la sélection des technologies qui domineront les marchés futurs. Le succès des marchés de l'hydrogène propre dépend de la capacité à établir des règles, des normes et des standards cohérents et transparents pour faciliter son déploiement dans les différents pays, régions et secteurs. Les normes sont conçues pour améliorer la qualité, la sécurité et l'interopérabilité de divers biens et services. Par ailleurs, des normes disparates pourraient ralentir les progrès et entraîner une fragmentation du marché, attiser la concurrence réglementaire et ériger des barrières commerciales. L'établissement de normes pourrait devenir une arène de concurrence géopolitique ou de coopération internationale. En définitive, tous les acteurs peuvent tirer profit d'un système mondial cohérent et transparent.

Des certificats d'origine adossés à un système international transparent et crédible seront nécessaires pour contrôler et gérer la contribution de l'hydrogène aux efforts de lutte contre les changements climatiques. Il sera essentiel de faire preuve de transparence sur la manière de mesurer les émissions. Il existe des risques bien connus de dépendance au carbone si les stratégies relatives à l'hydrogène prolongent l'utilisation des combustibles fossiles et entravent l'efficacité énergétique et l'électrification. Des cadres politiques solides et bien pensés peuvent garantir une contribution efficace de l'hydrogène à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Si la transparence des prix est instaurée dès le départ, elle favorisera l'évolution rapide du marché mondial de l'hydrogène. Les devises et les mécanismes de fixation des prix qui s'imposent sur le marché émergent sont susceptibles d'avoir des effets géopolitiques considérables. Ainsi, la devise choisie sera en position de devenir une référence mondiale au fil de l'expansion du marché. Les acteurs associés à cette devise seront, dans une certaine mesure, à l'abri des risques liés à la fluctuation des coûts d'importation. À titre d'exemple, l'Union européenne, qui est appelée à devenir l'un des principaux marchés d'importation, cherche à libeller ses futures importations d'hydrogène en euros. En outre, la fixation d'un prix du carbone pourrait s'avérer utile, voire nécessaire, pour rendre l'hydrogène vert compétitif par rapport à la variante grise et, en dernière instance, aux combustibles fossiles. À cet égard, l'hydrogène pourrait se retrouver au centre de guerres commerciales autour du carbone.

Les décisions d'investissement s'inscrivent dans la durée et les risques de délaissement d'actifs sont élevés. Les infrastructures fixes doivent donc être évaluées dans une logique de long terme. Chaque décision d'investissement et de planification concernant les infrastructures énergétiques doit aujourd'hui prendre en compte le fait que la géographie d'une économie sans carbone sera probablement très différente de ce qui nous semble actuellement pertinent. Une électrification notable des consommations finales va remodeler la demande. Du côté de l'offre, la production d'hydrogène renouvelable aura probablement lieu dans des endroits autres que les gisements de pétrole et de gaz actuels. Une partie de l'infrastructure existante pourrait être réutilisée, mais il convient de tenir compte dès le départ des défis techniques et des coûts économiques d'une telle réaffectation.

L'aide aux pays en développement pour le déploiement précoce des technologies de l'hydrogène pourrait améliorer la sécurité énergétique globale, tout en contribuant à combler le fossé mondial en matière de décarbonisation. Par ailleurs, un marché de l'hydrogène diversifié réduirait les risques liés à la chaîne d'approvisionnement et améliorerait la sécurité énergétique à l'échelle mondiale. L'accès à la technologie, à la formation, au renforcement des capacités et à un financement abordable sera essentiel pour réaliser tout le potentiel de l'hydrogène en vue de décarboniser le système énergétique mondial et de contribuer à la stabilité et à l'équité dans le monde. Enfin, l'établissement de relations commerciales liées à l'hydrogène permettrait d'ouvrir de nouvelles voies pour la mise en place de chaînes de valeur locales dans ce domaine, de stimuler les industries vertes et de créer des emplois dans les pays riches en énergies renouvelables.

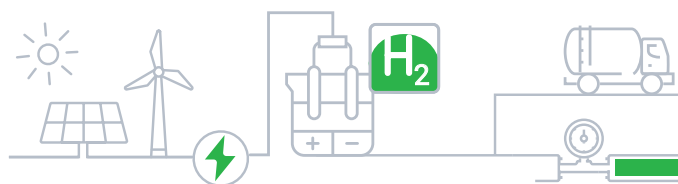
Les efforts devraient se concentrer, à l'échelon mondial, sur les applications qui offrent les avantages les plus immédiats et permettent de réaliser des économies d'échelle, surtout dans les années à venir. Il convient de donner la priorité aux applications à forte demande pour lesquelles l'hydrogène est la meilleure (et peut-être la seule) solution, car elles sont plus susceptibles d'être rentables et moins exposées aux risques des marchés naissants. Ainsi, on pourrait soutenir, puis accélérer le passage à l'hydrogène vert dans les applications industrielles où ce gaz est déjà utilisé, comme le raffinage et la production d'ammoniac et de méthanol.

En fonction de la manière dont il est exploité, l'hydrogène pourrait avoir des effets tant positifs que négatifs sur le développement durable. Pour décrire les causes profondes de l'instabilité géopolitique, on recourt souvent au concept de « sécurité humaine », qui tient compte des menaces telles que les changements climatiques, la pauvreté et la maladie, susceptibles de compromettre la paix et la stabilité au sein des pays et dans leurs relations. À l'avenir, il faudra acquérir une meilleure compréhension de la nature multidimensionnelle des menaces et des vulnérabilités mondiales, afin de prévoir et de désamorcer certains risques susceptibles de découler du déploiement de l'hydrogène à grande échelle.



CHAPITRE 1**INTRODUCTION****1.1 L'AVÈNEMENT DE L'HYDROGÈNE PROPRE**

Ces dernières années, l'hydrogène s'est révélé être la pièce manquante potentielle du puzzle des énergies propres. Un nombre croissant de pays disposent désormais d'une feuille de route ou d'une stratégie nationale en matière d'hydrogène, et une part importante des fonds de relance et de récupération après la pandémie de COVID-19 a été consacrée à l'accélération de la filière hydrogène. Lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques (COP26) qui s'est tenue à Glasgow en 2021, 32 pays et l'Union européenne (UE) ont convenu de collaborer pour accélérer le développement et le déploiement de l'hydrogène propre (encadré 1.1) et faire en sorte que « de l'hydrogène renouvelable et à faible teneur en carbone à un prix abordable soit disponible dans le monde entier d'ici 2030 » (CCNUCC, 2021).

H₂**01**



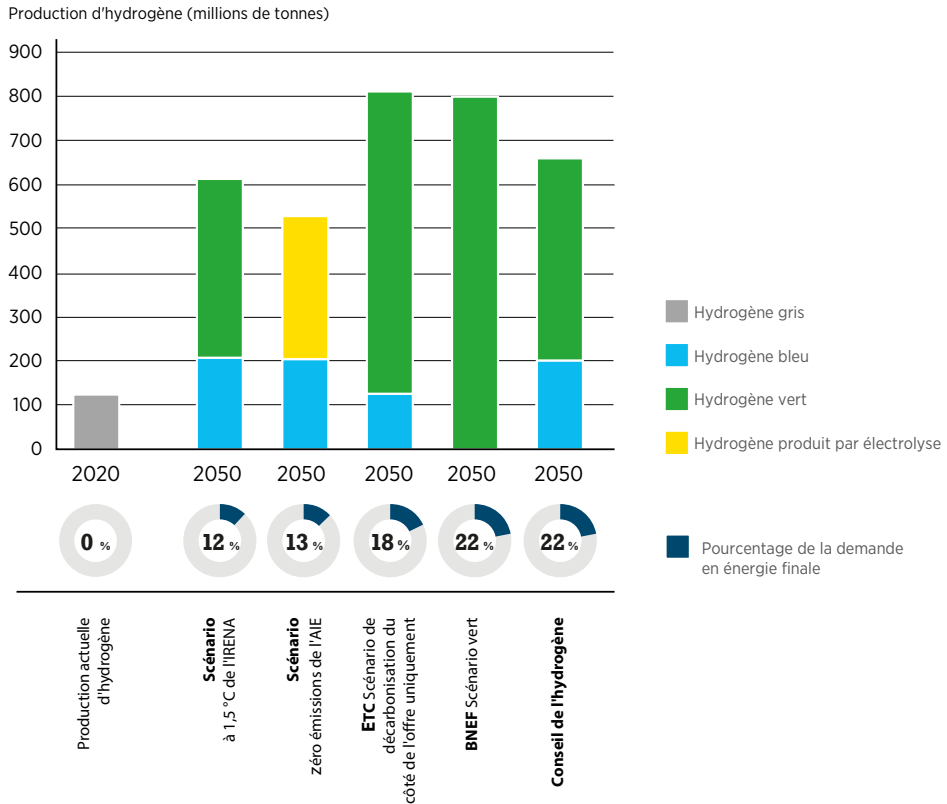
ENCADRÉ 1.1 PRINCIPAUX TERMES UTILISÉS DANS LE PRÉSENT RAPPORT

- **Hydrogène propre** désigne à la fois l'hydrogène vert et l'hydrogène bleu. Bien que les deux types puissent jouer un rôle dans la transition énergétique, aux fins du présent rapport, l'hydrogène bleu a été défini comme « propre » lorsque les émissions de méthane sont extrêmement faibles et que les taux de captage du carbone sont très élevés.
- **L'hydrogène à faible teneur en carbone** désigne l'hydrogène bleu qui n'est pas conforme aux normes en matière d'émissions ci-dessus et à l'hydrogène produit par électrolyse alimentée par le réseau lorsque ce dernier n'est pas décarbonisé.
- **Les dérivés de l'hydrogène** désignent les molécules qui résultent de la transformation de l'hydrogène (l'ammoniac, le méthanol ou les carburants synthétiques, par exemple). Lorsqu'ils sont générés avec de l'hydrogène issu de l'électrolyse, ces dérivés sont désignés sous le terme de produits « Power-to-X ».
- Par **combustibles synthétiques**, on entend tout combustible gazeux ou liquide produit à partir d'hydrogène et de carbone, notamment le kérosène synthétique et le diesel synthétique. Lorsque l'hydrogène est produit par électrolyse, ces carburants sont également appelés « powerfuels » ou « e-fuels ». Ils peuvent être utilisés comme combustibles « de remplacement », car ils sont compatibles avec les moteurs et les infrastructures d'approvisionnement en carburant conventionnelles.

Par le passé, l'hydrogène a suscité de nombreuses vagues d'intérêt sans pour autant avoir un effet significatif. Cette fois, la situation est différente pour deux raisons. Tout d'abord, les gouvernements du monde entier se sont ralliés à l'objectif de zéro émission nette d'ici le milieu du siècle (Black *et al.*, 2021). Pour espérer avoir une chance raisonnable de limiter la hausse de la température de la planète à 1,5 °C, objectif fixé dans l'Accord de Paris de 2015, il faut atteindre des émissions nettes nulles d'ici à 2050 (GIEC, 2021). Pour y parvenir, tous les secteurs de l'économie doivent réduire leurs émissions, y compris l'industrie lourde et les transports longue distance, pour lesquels les solutions sont limitées. Pour ces secteurs, l'hydrogène est devenu une option clé pour réduire les émissions.

Deuxièmement, la chute des coûts des énergies renouvelables et des électrolyseurs augmente l'attrait économique de l'hydrogène « vert », c'est-à-dire l'hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau alimentée par de l'électricité renouvelable. La part croissante des énergies renouvelables variables, notamment éolienne et solaire photovoltaïque, crée également une demande en flexibilité et en stockage, que l'hydrogène peut contribuer à satisfaire. L'hydrogène vert peut ainsi compléter et prolonger la révolution en cours dans le domaine de l'électricité renouvelable.

Ces divers facteurs font que l'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène devraient représenter une part importante de la demande finale d'énergie en 2050, alors qu'elle est pratiquement nulle aujourd'hui (Figure 1.1). Dans toutes ces projections, la production actuelle d'hydrogène « gris » (basée sur les combustibles fossiles) est totalement abandonnée, et l'hydrogène vert devient le mode de production dominant, complété par l'hydrogène « bleu », qui est basé sur les combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone (CCS).

Figure 1.1 Estimations de la demande mondiale en hydrogène en 2050

Sources : BloombergNEF (2021a) ; ETC (2021) ; Conseil de l'hydrogène (2021) ; IRENA (2021a) ; AIE (2021a).

Remarques : l'Agence internationale de l'énergie parle d'hydrogène « d'origine fossile avec CCUS » (capture, utilisation et stockage du carbone) et d'hydrogène « par électrolyse ». Le Conseil de l'hydrogène prévoit que 60 à 80 % de la production d'hydrogène seront basés sur les énergies renouvelables, le reste étant « à faible teneur en carbone », qu'il définit comme « l'hydrogène produit à partir de sources d'énergie d'origine non renouvelable avec une empreinte carbone inférieure à un seuil défini ». La production actuelle d'hydrogène comprend l'hydrogène créé en tant que sous-produit d'autres processus.





© Jaytune69 / Shutterstock.com



1.2 L'IMPORTANCE GÉOPOLITIQUE DE L'HYDROGÈNE PROPRE

La mise en place de chaînes de valeur mondiales dédiées à l'hydrogène propre entraînera des changements géoéconomiques et géopolitiques. Plus concrètement, l'hydrogène vert est en train d'émerger comme une solution potentielle de réduction des émissions permettant d'atteindre la neutralité climatique sans entraver le développement économique et social.

Les enjeux économiques sont importants. Actuellement, les ventes annuelles d'hydrogène ont une valeur marchande d'environ 174 milliards d'USD, ce qui est déjà supérieur à la valeur du commerce annuel du gaz naturel liquéfié (GNL)². Même si l'utilisation de l'hydrogène se limite aux processus industriels et au transport sur de longues distances, son potentiel commercial est considérable. Une seule aciérie fonctionnant avec de l'hydrogène plutôt qu'avec des combustibles fossiles consommerait environ 300 000 tonnes d'hydrogène par an, absorbant la production de 5 gigawatts (GW) d'électrolyseurs (Mission Possible Partnership, 2021). La capacité mondiale des électrolyseurs s'élève aujourd'hui à un peu plus de 0,3 GW. Selon les principales banques d'investissement, d'ici 2050, les ventes mondiales d'hydrogène pourraient représenter 600 milliards d'USD (Financial Times, 2021), et les chaînes de valeur de l'hydrogène vert constituer une possibilité d'investissement de 11 700 milliards d'USD sur les 30 prochaines années³, couvrant tout, des capacités renouvelables dédiées aux infrastructures de transport, en passant par les électrolyseurs (Goldman Sachs, 2020).

La capacité de transformation de l'hydrogène va au-delà de sa valeur marchande estimée. Il faut le considérer comme un vecteur énergétique polyvalent qui peut favoriser l'innovation dans de nombreux secteurs et industries. Ses répercussions géopolitiques pourraient suivre les modèles de la vapeur, de l'électricité ou du moteur à combustion interne. À leur manière, ces technologies ont transformé les machines et les combustibles grâce auxquels fonctionne une grande partie de notre civilisation moderne. Dans le même temps, elles ont également affecté différents aspects de la vie humaine, modifié la structure du commerce mondial et façonné l'équilibre mondial des pouvoirs. Leurs avantages ont été nombreux pour l'humanité, mais ils n'ont pas été équitablement répartis. Elles ont dès lors imposé aux sociétés de nouvelles externalités et de nouveaux défis à l'échelle planétaire.

2 En 2019, le volume des échanges mondiaux de GNL s'élevait à 143 milliards d'USD (UN Comtrade, 2021).

3 Y compris les énergies renouvelables, les centrales à hydrogène, les électrolyseurs et la reconfiguration des gazoducs.

Les effets de l'hydrogène propre seront probablement plus faibles que ceux de ces technologies qui ont marqué une époque, mais il ne faut pas pour autant les négliger. La formule chimique simple de l'hydrogène gazeux (H_2) cache tout un système d'infrastructures pour produire, transporter, transformer et utiliser l'hydrogène. Ce système pourrait créer de nouvelles connexions entre les secteurs énergétiques auparavant séparés que sont l'électricité, la chaleur et la mobilité. Il pourrait favoriser des partenariats sautant par-dessus les frontières industrielles traditionnelles. La volonté de développer l'hydrogène propre en tant que vecteur énergétique majeur est aussi (et surtout) susceptible de perturber les chaînes de valeur énergétiques actuelles et de donner à davantage de pays la possibilité de jouer un rôle significatif. À terme, il pourrait même engendrer une toute nouvelle géographie économique de l'activité industrielle.

La géopolitique de l'hydrogène propre se déploiera probablement en plusieurs étapes. Les années 2020 pourraient être celles de la grande course au leadership technologique, avec une baisse significative des coûts et une mise à l'échelle rapide de l'infrastructure requise. Dans bien des endroits, l'hydrogène vert devrait concurrencer le bleu en termes de coûts d'ici 2030 (IRENA, 2020a). Selon de nombreux scénarios de décarbonisation, la demande commence à décoller à partir de 2035 (Conseil mondial de l'énergie, 2021). Durant cette période, le commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés pourrait connaître une croissance importante, même si les premières routes commerciales pourraient être établies plus tôt (Ram *et al.*, 2020).



© imagima/istockphoto.com

1.3 OBJECTIFS DU RAPPORT

Le présent rapport propose une analyse complète des facteurs géopolitiques et des conséquences potentielles du développement des chaînes de valeur de l'hydrogène propre.

Le concept de « perturbation » est l'un des axes centraux autour duquel s'articule ce rapport. Nous assistons à des transformations touchant de nombreux aspects des économies et des sociétés, qu'il s'agisse des systèmes énergétiques, des changements climatiques, des trajectoires technologiques, des relations géopolitiques, du commerce et des investissements. Compte tenu des turbulences des systèmes politiques, techniques, environnementaux et économiques, la question centrale que pose ce rapport est de savoir si l'hydrogène exacerbe ou atténue ces perturbations, et dans quelle mesure, et quels sont les bénéficiaires ou les éventuels perdants de ces évolutions. Son objectif n'est pas seulement de décrire comment l'hydrogène peut bouleverser les futurs systèmes énergétiques, mais aussi de donner un aperçu de la façon dont les pays et les parties prenantes peuvent se préparer à des perturbations positives ou négatives.

De nombreuses incertitudes subsistent quant à la voie que pourrait emprunter l'hydrogène propre. Ce rapport constitue donc un exercice d'analyse prospective de nature exploratoire. Le Scénario à 1,5 °C établi par l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), tel qu'il est décrit dans ses Perspectives pour les transitions énergétiques mondiales (WETO), sert de référence pour l'analyse (Encadré 1.2) (IRENA, 2021a). Toutefois, le présent rapport ne se concentre pas uniquement sur les implications géopolitiques d'une stratégie définie pour l'hydrogène. Il aborde aussi les moyens par lesquels différents acteurs tentent activement de façonner plusieurs stratégies potentielles pour son développement.

Deux enquêtes ont été menées pour éclairer les analyses du présent rapport (Encadré 2.2). L'une a sondé les membres de l'IRENA⁴, l'autre un groupe d'experts en la matière. Il s'appuie également sur les nombreux travaux déjà réalisés par l'IRENA sur l'hydrogène et des sujets connexes, d'un point de vue technique, économique et politique. Il s'appuie en outre sur le travail d'experts du monde entier, y compris ceux qui contribuent au cadre de collaboration de l'IRENA sur la Géopolitique de la transformation énergétique.

Ce rapport se penche sur bon nombre des thèmes clés abordés dans le rapport de la Commission mondiale 2019 (IRENA, 2019a), notamment le leadership technologique, la sécurité énergétique et l'évolution de la structure des échanges commerciaux, entre autres. Il énonce des considérations politiques à l'intention des gouvernements et d'autres acteurs pour contribuer à atténuer les risques géopolitiques et tirer parti des possibilités offertes.

ENCADRÉ 1.2 PRINCIPALES PERSPECTIVES DE L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE D'ICI 2050 DANS LE SCÉNARIO À 1,5 °C DE L'IRENA

- L'hydrogène et ses dérivés représentent 12 % de la consommation finale d'énergie et 10 % de la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Ils jouent un rôle important dans les secteurs à forte intensité énergétique, plus difficiles à décarboniser, comme l'acier, les produits chimiques, le transport longue distance, la navigation et l'aviation. L'hydrogène contribue également à équilibrer l'offre et la demande en électricité renouvelable et sert de stockage saisonnier à long terme.
- Quelque 5 000 GW de capacité d'électrolyse de l'hydrogène sont nécessaires, contre seulement 0,3 GW aujourd'hui.
- La demande en électricité visant à la production d'hydrogène atteint près de 21 000 térawattheures (TWh), soit presque le niveau de la consommation mondiale électrique actuelle.
- La production d'hydrogène vert et de ses dérivés mobilisera 30 % de la demande totale d'électricité en 2050.
- Au moins deux tiers de la production totale sont constitués d'hydrogène vert, le reste provenant de l'hydrogène bleu.



© bagira98 / iStockphoto.com

4 Au moment de la réalisation de l'enquête, en juillet 2021, 164 pays et l'Union européenne étaient Membres de l'IRENA.

CHAPITRE 2

RÔLE DE L'HYDROGÈNE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

2.1 QU'EST-CE QUE L'HYDROGÈNE ?

L'hydrogène est l'élément le plus ancien, le plus léger et le plus abondant de l'univers. Il est naturellement présent dans de nombreux composés, dont l'eau et les combustibles fossiles.

L'hydrogène gazeux est principalement utilisé comme matière première pour l'industrie (pétro)chimique, plus précisément dans le raffinage du pétrole brut, la synthèse de l'ammoniac (surtout pour la production d'engrais) et la production de méthanol pour une grande variété de produits (y compris les plastiques).

La production mondiale d'hydrogène est d'environ 120 millions de tonnes, dont deux tiers d'hydrogène pur et un tiers de mélange avec d'autres gaz (AIE, 2019a). La Chine est le plus gros producteur et consommateur mondial d'hydrogène (Figure 2.1). Elle produit près de 24 millions de tonnes d'hydrogène pur par an, soit près d'un tiers de la production mondiale dédiée.

L'hydrogène peut également être utilisé comme combustible. Lorsqu'il est brûlé, il peut générer une chaleur supérieure à 1 000 °C sans émission de CO₂⁵. De plus, il peut également être utilisé dans les piles à combustible, où il réagit chimiquement avec l'oxygène pour produire de l'électricité sans émettre de polluants ni de gaz à effet de serre. Le seul sous-produit de cette réaction chimique est la vapeur d'eau.

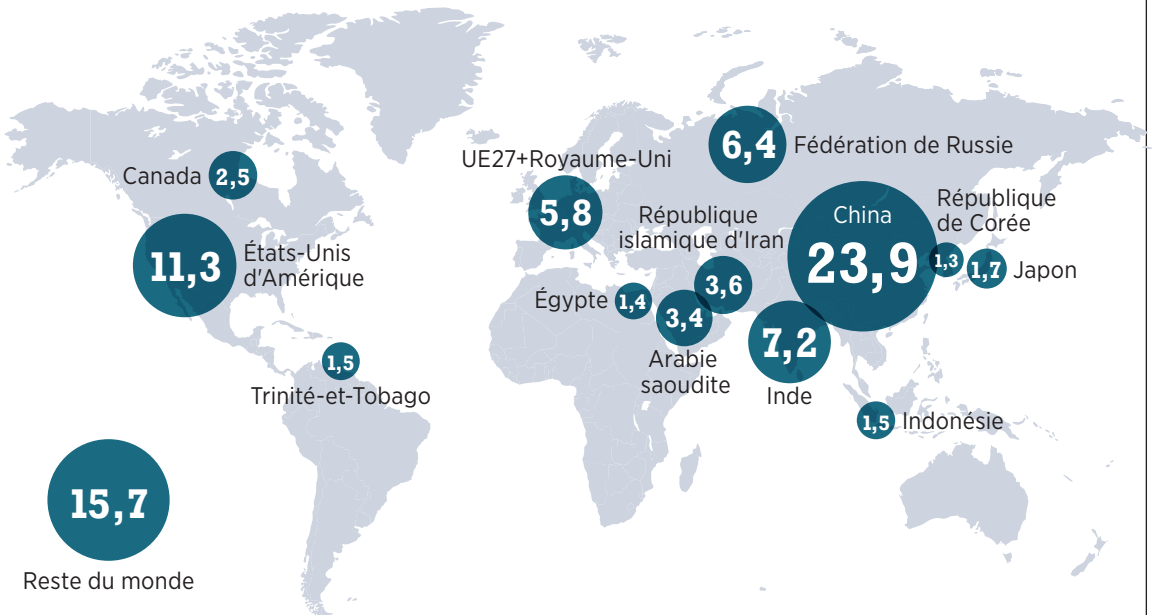
5 Si la combustion de l'hydrogène n'émet pas de CO₂, elle génère des émissions d'oxyde nitreux, qui est un polluant atmosphérique majeur.



02



Figure 2.1 Consommation d'hydrogène en 2020 (millions de tonnes par an)



Source de la carte : Natural Earth, 2021

Remarque : les valeurs sont issues de la production actuelle d'ammoniac, de méthanol, de raffinage et de fer réduit directement pour fabriquer de l'acier.




Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites et les noms indiqués sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

2.2 PRINCIPAUX MODES DE PRODUCTION

Malgré son abondance sur Terre, l'hydrogène n'existe pas à l'état naturel en grandes quantités sous sa forme pure. Le sol n'abrite pas de vastes gisements d'hydrogène que l'on puisse extraire⁶. Il se trouve presque exclusivement dans des composés, notamment les molécules d'eau (hydrogène et oxygène) et les combustibles fossiles (hydrogène et carbone). Pour l'extraire de ces composés, il faut de l'énergie.

Un système de code couleur est communément utilisé pour désigner les différentes méthodes de production de l'hydrogène (Figure 2.2). La plupart de l'hydrogène disponible actuellement est de l'hydrogène « gris », produit à l'aide de combustibles fossiles, notamment par le vaporéformage du méthane à partir de gaz naturel ou la gazéification du charbon⁷. Ces méthodes de production à base de combustibles fossiles, qui représentent 95 % de l'offre actuelle d'hydrogène, engendrent une empreinte CO₂ importante et ne sont pas compatibles avec l'objectif de zéro émission nette.

Figure 2.2 Typologie des codes couleurs sélectionnés pour la production d'hydrogène

	HYDROGENE GRIS	HYDROGENE BLEU	HYDROGENE VERT
Processus	Reformage ou gazéification	Reformage ou gazéification avec capture de carbone	Électrolyse
Source d'énergie	Combustibles fossiles 	Combustibles fossiles 	Électricité renouvelable 
Émissions estimées dues au processus de production ^a	Reformage : 9 – 11 ^b Gazéification : 18 – 20	0,4-4,5 ^c	0

Remarque : a) CO_{2-eq}/kg = équivalent de dioxyde de carbone par kilogramme ; b) Pour l'hydrogène gris, on considère 2 kg CO_{2-eq}/kg correspondant aux fuites de méthane du processus de vaporéformage du méthane. c) Les émissions d'hydrogène bleu considèrent que le taux de captage du carbone est de 98 % et 68 %, et que les fuites de méthane sont de 0,2 % et 1,5 %.

6 On trouve des poches d'hydrogène gazeux dans la croûte terrestre. Connu sous le nom d'hydrogène naturel ou d'or, ce gaz pur pourrait en théorie être extrait de la même manière que le pétrole et le gaz. Des entreprises effectuent des forages pour trouver de telles ressources dans des pays comme la France, le Mali et les États-Unis d'Amérique. Ce type d'hydrogène demeure toutefois une curiosité géologique et constitue une source d'énergie non renouvelable (Prinzhofer, Cissé & Diallo, 2018 ; Zgonnik, 2020).

7 Cette catégorie est parfois subdivisée en « gris » pour le gaz naturel, « brun » pour le lignite et « noir » pour le charbon bitumineux. Dans le présent rapport, le terme gris fait néanmoins référence à la production à base de combustibles fossiles en général.

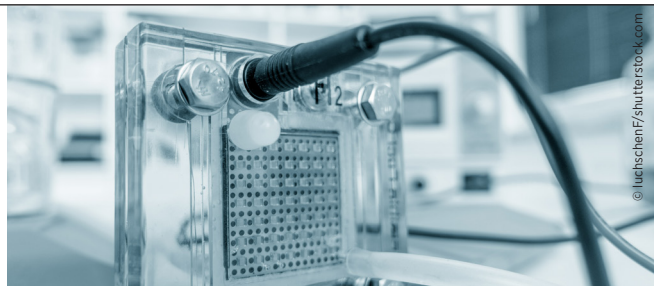
Pour remplacer l'hydrogène gris par une forme de production propre, deux pistes principales sont à l'étude : l'hydrogène vert et l'hydrogène bleu. La production d'hydrogène vert est pleinement compatible avec l'objectif de zéro émission nette. Elle s'appuie sur des technologies connues depuis longtemps qui reposent sur l'électrolyse de l'eau (Encadré 2.1) alimentée par de l'électricité renouvelable. Actuellement, la production d'hydrogène à partir de sources renouvelables est limitée, mais cela devrait changer compte tenu de la prise de conscience de son potentiel à travers le monde.

L'hydrogène bleu est produit à partir de combustibles fossiles avec CCS. L'adaptation du CCS aux installations de production d'hydrogène gris permettrait de continuer à utiliser ces actifs, tout en diminuant les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'hydrogène bleu repose sur le gaz fossile, ce qui entraîne des risques de fuites de méthane en amont ou en aval, un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le CO₂. L'hydrogène bleu peut donc générer de très faibles émissions de gaz à effet de serre, uniquement si les émissions de fuites de méthane ne dépassent pas 0,2 %⁸, avec une capture du carbone proche de 100 %. De tels taux doivent encore être démontrés à grande échelle (Bauer *et al.*, 2021 ; Howarth & Jacobson, 2021 ; AIE, 2021b ; IRENA, 2020b ; Sauniois *et al.*, 2016).

L'hydrogène bleu présente d'autres contraintes qui ont limité son déploiement. Il a recours à des combustibles fossiles, ce qui l'expose aux fluctuations des prix, telles que la flambée de fin 2021 qui a frappé de nombreuses régions du monde, notamment l'Asie et l'Europe (Collins, 2021a). De plus, il ne répond pas aux objectifs de résilience climatique ou de sécurité énergétique. Il augmente par ailleurs les coûts de transport et de stockage du CO₂, et nécessite une surveillance du CO₂ stocké.

Toutefois, si l'hydrogène bleu répond à des critères d'émissions stricts, il pourrait jouer un rôle important dans l'augmentation des volumes d'hydrogène à court et moyen terme et stimuler le développement des infrastructures et technologies connexes tout au long de la chaîne de valeur. De plus, il pourrait apporter une flexibilité supplémentaire sur le marché de l'hydrogène. À long terme, c'est cependant l'hydrogène vert qui devrait être finalement adopté, dans la mesure où il est une solution sans carbone.

Il existe d'autres solutions à faible émission de carbone pour produire de l'hydrogène. L'une d'entre elles est l'hydrogène « turquoise », basée sur la pyrolyse du méthane (gaz naturel), sans émission de CO₂. Le seul sous-produit de ce processus est le matériau solide « noir de carbone », pour lequel il existe un marché, quoique relativement restreint. L'hydrogène « rose » est une autre solution, issu de l'électricité nucléaire. La troisième est la gazéification de la biomasse avec CCS, qui peut générer des émissions négatives de CO₂. Aucun de ces types d'hydrogène n'est abordé dans le présent rapport, lequel donne la priorité aux méthodes de production plus avancées.



8 Ce seuil est conforme à l'objectif fixé par l'Oil and Gas Climate Initiative (Agora, 2021).

ENCADRÉ 2.1 QU'EST-CE QU'UN ÉLECTROLYSEUR ?

L'électrolyse est le processus chimique qui produit de l'hydrogène à partir d'eau et d'électricité. Les électrolyseurs – ces dispositifs capables de séparer l'eau en oxygène et en hydrogène – ont été inventés il y a plus de 200 ans.

Il existe plusieurs technologies d'électrolyse de l'eau. Quatre d'entre elles sont prometteuses : la technologie alcaline, les membranes échangeuses de protons (PEM), les cellules électrolytiques à oxyde solide (SOEC) et les membranes échangeuses d'anions (AEM). La totalité de la capacité installée en électrolyseurs utilise les technologies alcalines ou PEM. Les électrolyseurs AEM sont encore relativement nouveaux et leur déploiement est limité. Leurs avantages potentiels résident dans le fait qu'ils n'emploient pas de métaux précieux et que leur membrane est moins coûteuse que celle utilisée dans la technologie PEM.

Tableau 2.1 Comparaison des principales technologies d'électrolyse

Type	Statut commercial	Observations
Technologie alcaline	Maturité	<ul style="list-style-type: none"> • Conception du système simple. • D'autres applications avec la chaîne d'approvisionnement existante peuvent être étendues. • Réponse dynamique plus lente, moins adaptée au soutien des énergies renouvelables variables (ERV).
Membrane échangeuse de protons (PEM)	Commercialisée, croissance rapide	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite du platine et de l'iridium. La production mondiale actuelle d'iridium pourrait assurer un déploiement annuel de 3 à 7,5 GW par an. • Réponse dynamique plus rapide, bien adaptée aux ERV et à la régulation de la tension.
Cellules électrolytiques à oxyde solide (SOEC)	Installations de démonstration	<ul style="list-style-type: none"> • Absence de cycle (montée ou descente en puissance), bien adaptée à la production d'hydrogène à charge de base constante.
Membrane échangeuse d'anions (AEM)	Déploiement limité	<ul style="list-style-type: none"> • N'utilise aucun métal précieux. • La membrane est moins chère que celle utilisée pour la PEM.

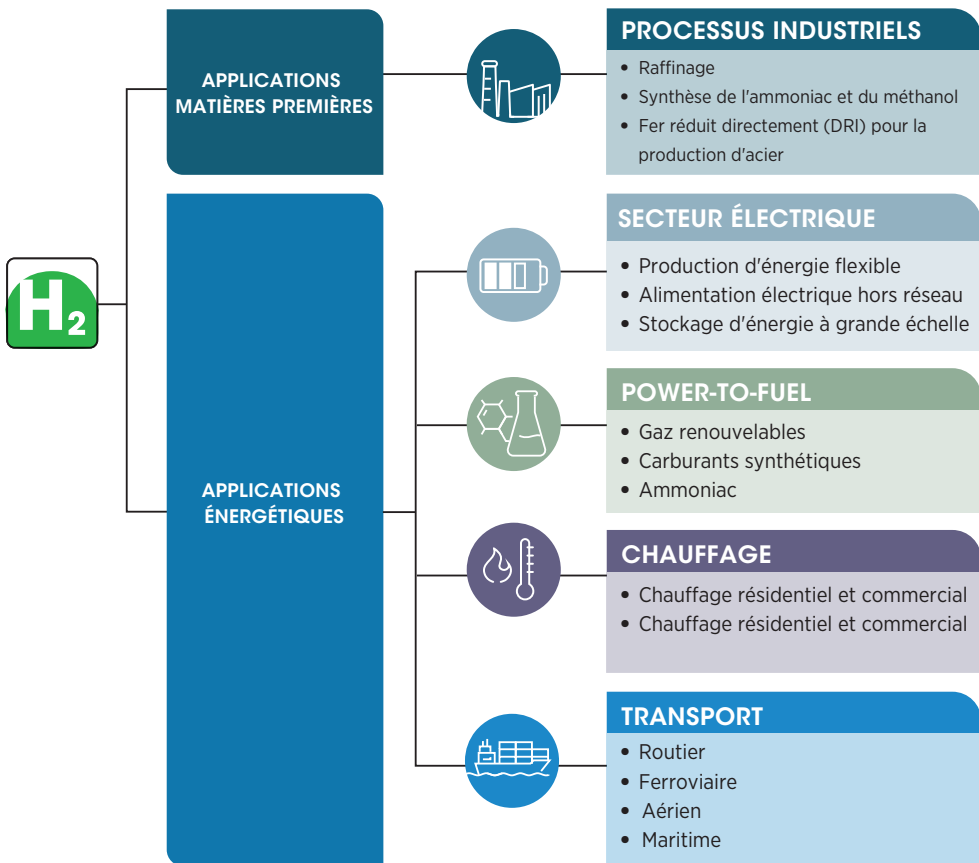
Sources : IRENA (2020a, 2020b).

2.3 APPLICATIONS DE L'HYDROGÈNE ET ÉTABLISSEMENT DES PRIORITÉS

L'hydrogène est un vecteur énergétique polyvalent qui peut être utilisé dans de nombreuses applications. La Figure 2.3 présente les utilisations potentielles de l'hydrogène, dont certaines sont susceptibles de créer une demande précoce vis-à-vis de ce dernier et de contribuer au décollage du secteur.



Figure 2.3 Utilisations potentielles de l'hydrogène propre

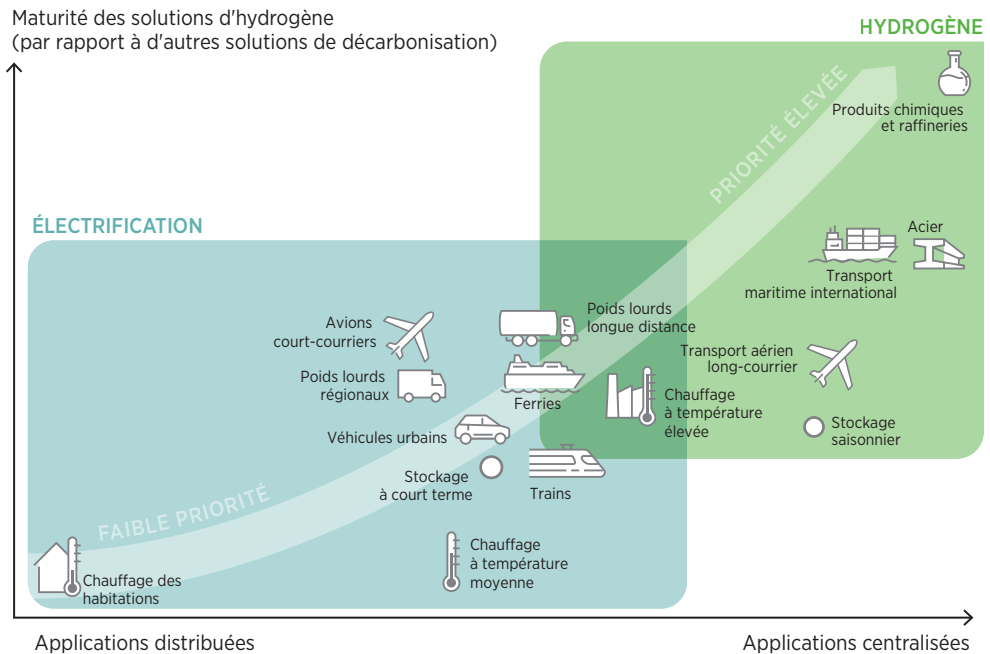


Source : IRENA (2020b).

Les stratégies de décarbonisation nécessitent une gestion minutieuse pour garantir un déploiement optimal des technologies et des solutions retenues. Ainsi, le large éventail de solutions disponibles demande d'identifier les utilisations pour lesquelles l'hydrogène peut apporter la plus grande valeur. Sa production, son transport et sa transformation nécessitent de l'énergie, ce qui réhausse la demande globale. De plus, son utilisation sans discernement peut ralentir la transition énergétique et diluer les efforts de décarbonisation du secteur de la production d'énergie. Il est donc préférable de réserver l'hydrogène aux utilisations pour lesquelles il n'existe actuellement aucune alternative viable. La Figure 2.4 compare les consommations finales possibles en fonction de la taille de l'application et de la maturité des solutions à base d'hydrogène par rapport à celles reposant sur l'électricité. Les solutions à base d'hydrogène les plus abouties et les plus centralisées devraient retenir l'attention des pouvoirs publics. Cela devrait se traduire par des politiques de recherche, de planification et de soutien spécifiques (IRENA, à paraître-b).

La transition vers une économie véritablement durable ne se résume pas à changer de source d'énergie tout en conservant le système énergétique en place. En effet, il faut mettre au point des modes d'utilisation de l'énergie plus efficaces, plus justes et plus équitables. Pour ce faire, il est nécessaire de réduire la consommation superflue d'énergie dans de nombreux usages finaux et de modifier le système économique actuel, qui repose sur une hausse continue des besoins énergétiques. Dans l'industrie lourde, par exemple, 40 % des émissions de CO₂ pourraient être évitées en réutilisant plus efficacement l'acier, l'aluminium et les plastiques (Lovins, 2021a). Un autre exemple serait un transfert modal des vols de courte distance vers des trains électrifiés, dans la mesure du possible, dans le but de réduire la demande.

Figure 2.4 Priorités de la politique en matière d'hydrogène propre

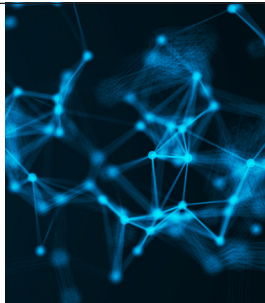


Source : IRENA (à paraître-b).

2.4 OBSTACLES AU DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE À GRANDE ÉCHELLE

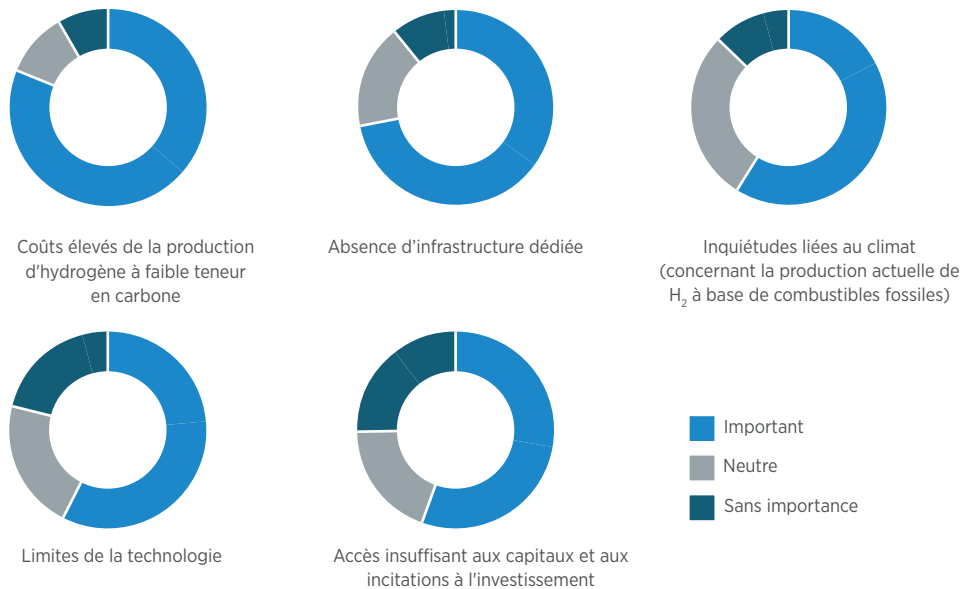
Les obstacles suivants empêchent actuellement l'hydrogène propre de contribuer plus largement à la transformation énergétique :

- **Coût** : le coût de l'hydrogène propre, en particulier de l'hydrogène vert, est encore élevé par rapport aux carburants à forte teneur en carbone. Au-delà du coût de production, les coûts de transport, de transformation et de stockage de l'hydrogène sont également élevés. L'adoption de technologies à base d'hydrogène propre pour les consommations finales peut s'avérer coûteuse, sans compter que le CCS n'a pas encore été déployé à grande échelle.
- **Maturité technologique** : certaines technologies de la chaîne de valeur de l'hydrogène nécessaires à la décarbonisation ne sont pas encore prêtes et doivent faire leurs preuves à grande échelle. Ainsi, les turbines à gaz qui fonctionnent exclusivement à l'hydrogène ne sont pas actuellement disponibles en série et, en ce qui concerne le commerce maritime, il n'existe qu'un seul prototype de navire capable de transporter de l'hydrogène liquide.
- **Rendement** : la production et la transformation de l'hydrogène entraînent d'importantes pertes d'énergie à chaque étape de la chaîne de valeur, y compris lors de la production, du transport, de la transformation et de l'utilisation. De plus, la production d'hydrogène bleu est très consommatrice d'énergie, ce qui accroît la demande énergétique globale.
- **Quantité suffisante d'électricité renouvelable** : D'ici 2050, la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs pourrait consommer près de 21 000 TWh, soit presque autant d'électricité que celle produite aujourd'hui dans le monde (IRENA, 2021a). À mesure que les secteurs de consommation finale s'électrifient, l'absence d'une quantité suffisante d'électricité renouvelable pourrait devenir un goulot d'étranglement pour l'hydrogène vert.
- **Incertitude politique et réglementaire** : bien que plus de 140 pays se soient engagés à atteindre des émissions nettes nulles au cours des prochaines décennies, le rythme de réalisation de ces objectifs reste incertain. Des cadres politiques stables et élaborés sur le long terme sont nécessaires pour accompagner le développement et le déploiement à grande échelle.
- **Normes de certification** : les mécanismes institutionnalisés permettant de suivre la production et la consommation de toute forme d'hydrogène et d'en identifier les caractéristiques (par exemple, l'origine et les émissions du cycle de vie) font défaut aux pays (IRENA, 2020b ; IRENA, AIE & REN21, 2020)⁹. En outre, l'hydrogène n'est pas comptabilisé dans les statistiques officielles de la consommation finale totale d'énergie, et la valeur économique de la contribution de l'hydrogène propre à la réduction des émissions n'est pas reconnue.
- **Le problème de l'œuf et de la poule** : la mise en place de l'infrastructure nécessaire à l'hydrogène pose un problème similaire à celui de l'œuf et de la poule. En l'absence de demande, les investissements restent trop risqués pour une production à grande échelle qui pourrait réduire les coûts, mais sans économies d'échelle, la technologie reste trop coûteuse.



© King Ropes Access/Shutterstock.com

⁹ Le mécanisme de suivi de l'origine et des émissions liées au cycle de vie est souvent appelé système de « garantie d'origine ». Il est considéré comme un pilier de la formulation des politiques en matière d'hydrogène vert (IRENA, 2020b).

Figure 2.5 Principaux obstacles perçus à la mise en œuvre de politiques et de stratégies en faveur de l'hydrogène

Source : enquête auprès des membres de l'IRENA, 2021

ENCADRÉ 2.2 ENQUÊTES SUR LA GÉOPOLITIQUE DE L'HYDROGÈNE

Sur un sujet émergent, qui évolue rapidement, et qui a suscité un grand intérêt, deux enquêtes à caractère volontaire ont été conçues en vue de collecter les réactions des décideurs politiques et des experts du secteur. Le but était de constituer une base de référence pour observer l'évolution du secteur de l'hydrogène.

La première enquête visait à recueillir les contributions des pays pour acquérir une compréhension de haut niveau des plans nationaux, et des catalyseurs et obstacles associés au rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique. L'enquête a été diffusée à l'époque auprès des membres de l'IRENA, soit 164 pays et l'UE. Au total, 48 réponses de 37 membres ont été reçues.

Une deuxième enquête a été lancée auprès d'experts en la matière (échantillonnage dirigé) afin de recueillir des avis plus techniques. Elle a permis de contacter 162 experts et de collecter 78 réponses. Les contributions reçues ont été analysées et agrégées. Des résultats sélectionnés sont fournis tout au long de ce rapport. Les résultats complets de l'enquête sont disponibles dans une annexe numérique.



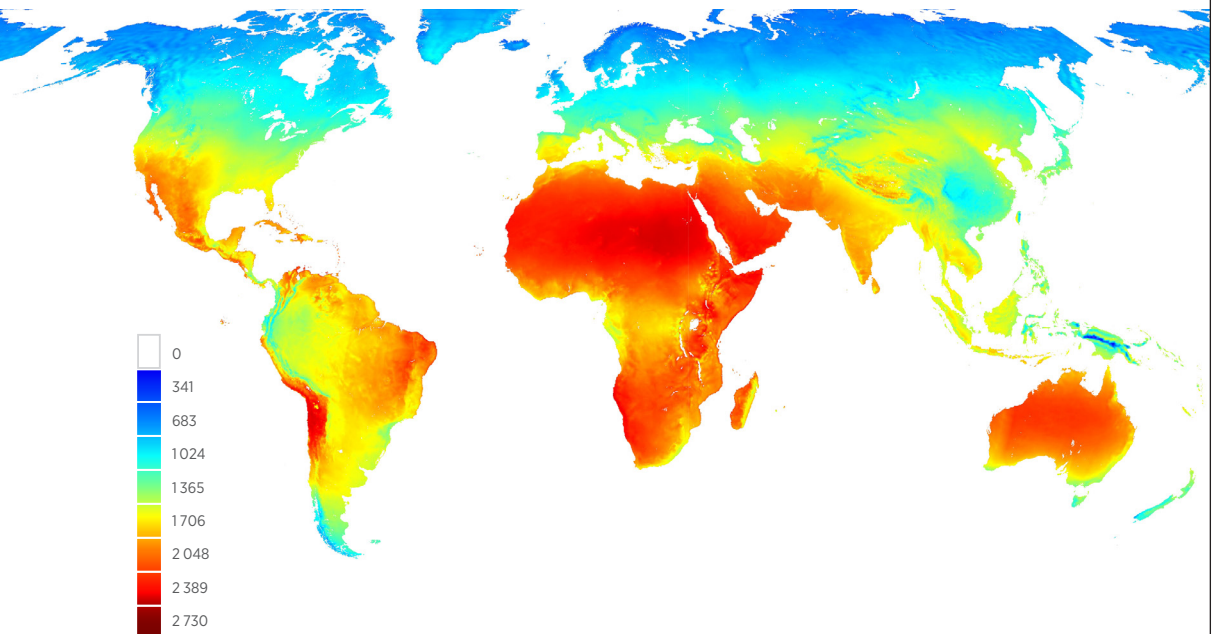
2.5 PERSPECTIVES DU COMMERCE INTERNATIONAL DE L'HYDROGÈNE

Aujourd'hui, l'hydrogène est une activité très localisée. Près de 85 % de l'hydrogène gazeux est produit et consommé sur site, dans des installations. Il n'est ni acheté, ni vendu sur le marché au sens large (AIE, 2019a). Même lorsqu'il est vendu, il n'est généralement pas transporté sur de grandes distances en raison des difficultés logistiques et des coûts engendrés.

Avec le temps, l'hydrogène pourrait devenir une marchandise échangée à l'échelle internationale. La variété verte offre des moyens supplémentaires « d'expédier le soleil », c'est-à-dire de transporter l'énergie solaire et d'autres énergies renouvelables au-delà des frontières. Le coût de l'électricité est la principale composante du coût de production de l'hydrogène vert (IRENA, 2020a). Le coût nivelé des énergies renouvelables étant très différent d'une région à l'autre, le prix de l'hydrogène le sera également¹⁰. Quant au coût de production de l'hydrogène vert, il sera plus avantageux dans des lieux bénéficiant d'une combinaison optimale de ressources renouvelables abondantes (Figure 2.6 et Figure 2.7), de terres disponibles, d'accès à l'eau et de capacité de transport et d'exportation d'énergie vers les grands centres de demande.

¹⁰ La différence entre les régions est principalement déterminée par i) la qualité de la ressource ; ii) le coût du capital (CAPEX) pour les énergies renouvelables et l'électrolyseur ; iii) le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Les deux derniers éléments évolueront avec le temps, avec le déploiement d'une capacité accrue et grâce à l'expérience acquise (IRENA, à paraître-a).

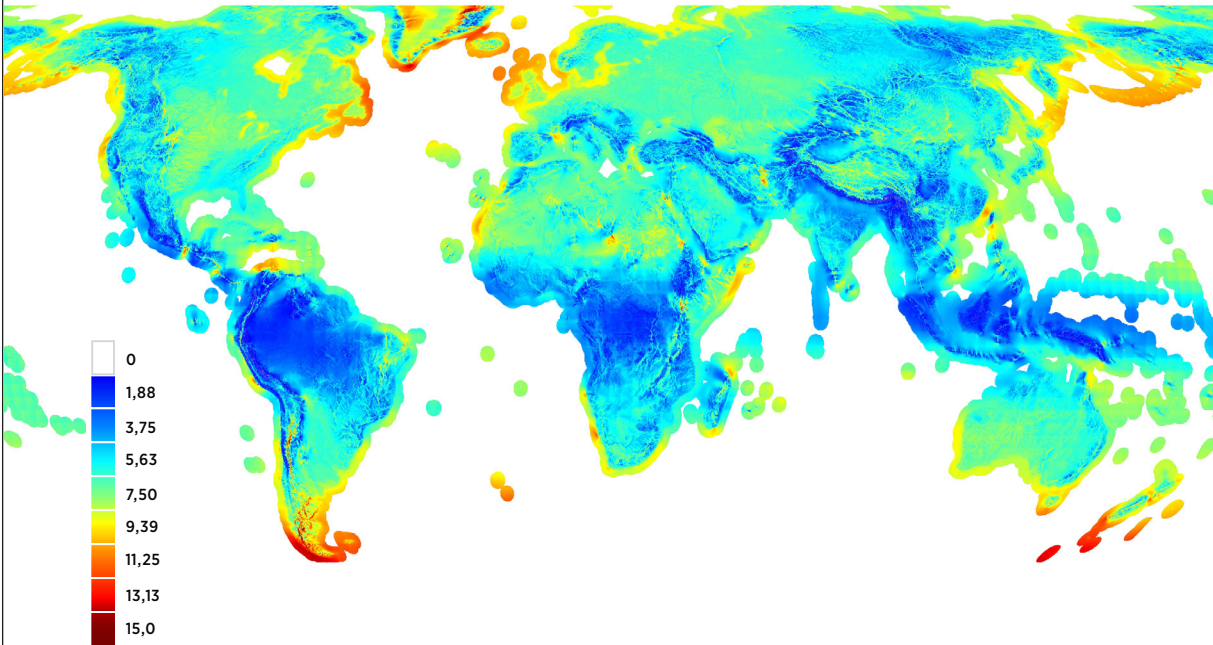
Figure 2.6 Potentiel technique solaire mondial



© IRENA (2022), Source : Vortex (2021)

Remarque : rayonnement solaire global sur surface horizontale (moyenne annuelle) (kWh/m²). Également disponible sur le site Web *Atlas mondial des énergies renouvelables* de l'IRENA.

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites indiquées sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

Figure 2.7 Potentiel technique éolien mondial

© IRENA (2022), Source : Vortex (2021)

Remarque : vitesse moyenne annuelle du vent à 100 mètres (m/s). Également disponible sur le site *Web Atlas mondial des énergies renouvelables* de l'IRENA.

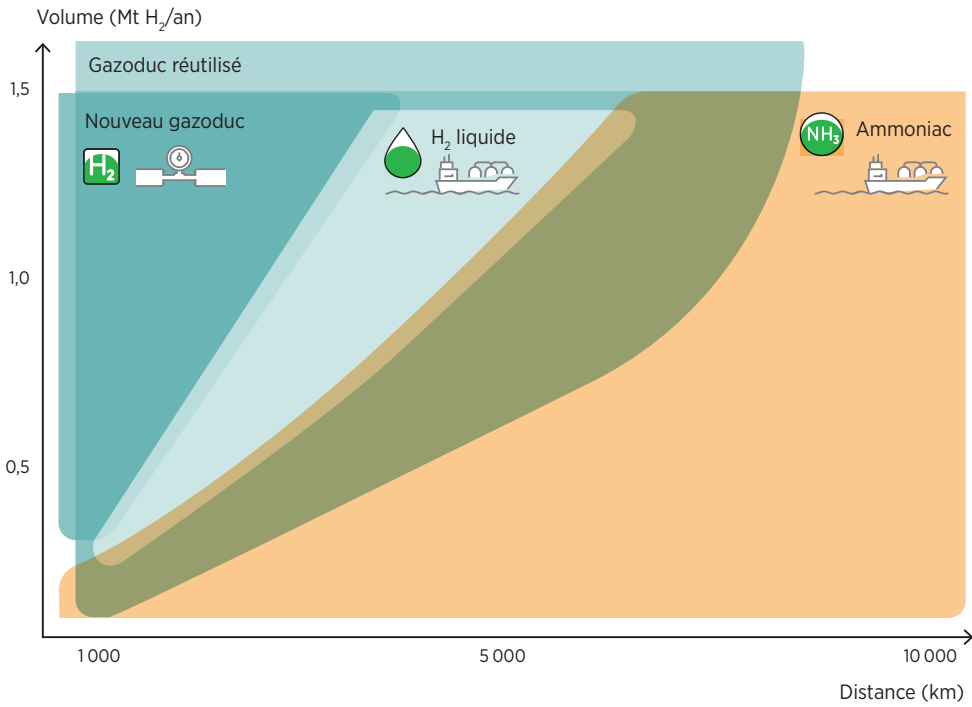
Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites indiquées sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

Il existe deux principaux modes de transport transfrontalier de l'hydrogène : les gazoducs et les navires¹¹. La distance et le volume déterminent le mode le plus économique (Figure 2.8). Ainsi, pour les petits volumes (par exemple, 0,3 million de tonnes d'hydrogène par an), les gazoducs pourraient s'avérer plus économiques que les navires pour des distances inférieures à 1 500 km. Pour les gros volumes (par exemple, 1,5 million de tonnes d'hydrogène par an), les gazoducs d'hydrogène nouvellement construits constitueraient la solution la plus rentable pour des distances allant jusqu'à 4 000 km. Dans les cas où les gazoducs réaffectés sont disponibles¹², la distance rentable s'étend jusqu'à 8 000 km. Pour donner une idée plus précise de ces distances, indiquons qu'il faudrait un gazoduc d'environ 1 500 km pour relier Windhoek (Namibie) à Johannesburg (Afrique du Sud). Pour relier Toronto (Canada) à Mexico, il faudrait un gazoduc d'environ 4 000 km. Enfin, la distance du Chili au Japon est de 17 000 km.

11 En théorie, les camions sont également une solution. Cependant, ce type de transport n'est viable que pour de petites quantités, pour approvisionner des stations de ravitaillement, par exemple. Dans la pratique, les gazoducs et les navires sont les moyens de transport des volumes en vrac pour les longues distances.

12 Réseau gazier existant dont le matériau est compatible avec l'hydrogène et dont la demande en gaz décroissante permet la montée en puissance simultanée de l'hydrogène. Les gazoducs réaffectés peuvent coûter de 65 à 94 % moins cher que les nouveaux.

Figure 2.8 Rentabilité des options de transport en fonction du volume et de la distance

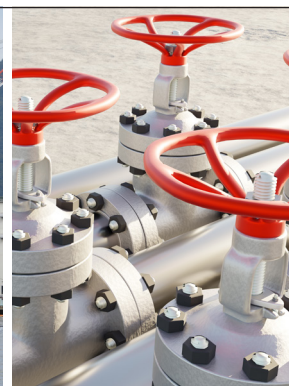


Source : IRENA (à paraître-a)

Remarque : H₂ = hydrogène gazeux ; km = kilomètre. Mt H₂/an = million de tonnes d'hydrogène par an.



SUIISO FRONTIER
©Hunini, CC BY-SA 4.0, via Wikimedia Commons



© Oxanaso/shutterstock.com

Il existe environ 4 600 km de gazoducs dédiés au transport de l'hydrogène en service dans le nord-ouest de l'Europe, dans la Fédération de Russie et aux États-Unis d'Amérique. Des projets de réseaux de gazoducs principaux en Europe, appelés « dorsale hydrogène » sont en cours d'élaboration (Gas for Climate, 2021a). Il est également possible de transporter simplement de l'électricité renouvelable par câbles et de la transformer en hydrogène au bout de la ligne. La question de savoir si la solution optimale est un gazoduc ou des câbles dépend de plusieurs facteurs, notamment le produit final souhaité, la topographie du terrain et la distance.

Le transport de l'hydrogène par bateau est techniquement possible pour les grandes distances, lorsque les gazoducs ne sont pas envisageables. En raison de sa faible densité énergétique par volume¹³, il est préférable de transformer l'hydrogène gazeux en un liquide plus dense en énergie avant de le charger sur un navire. Il existe plusieurs vecteurs pour le transport de l'hydrogène par bateau (Encadré 2.3), mais l'ammoniac est le plus prometteur. Il s'agit déjà d'un produit de base commercialisé à l'échelle internationale, avec quelque 18 millions de tonnes échangées en 2020 (environ 10 % de la production mondiale) (Atchison, 2021).

13 3 kilowattheures par mètre cube (kWh/m³) contre 10 kWh/m³ pour le méthane dans des conditions normales.

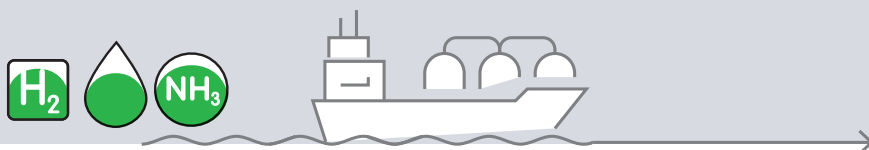
ENCADRÉ 2.3

TROIS SOLUTIONS DE PREMIER PLAN POUR LE TRANSPORT D'HYDROGÈNE PAR BATEAU

Hydrogène liquide. Les molécules d'hydrogène doivent être refroidies à -253 °C dans les terminaux portuaires avant d'être chargées sur des navires gaziers parfaitement isolés. Le processus de liquéfaction consomme donc 25 à 35 % de la quantité initiale d'hydrogène. À l'heure actuelle, un seul navire océanique peut transporter de l'hydrogène pur, le Suiso Frontier. Construit par Kawasaki fin 2019, il a appareillé vers l'Australie fin 2021 (Harding, 2019) et en a rapporté une cargaison d'hydrogène.

Liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC). Toute une série de composés organiques peuvent absorber et libérer de l'hydrogène par réaction chimique. Les LOHC peuvent servir de moyen de stockage et de transport de l'hydrogène et peuvent être transportés sous forme liquide sans refroidissement. Ils sont très similaires au pétrole brut et aux produits pétroliers, de sorte que l'infrastructure de transport de pétrole existante pourrait même être adaptée pour les transporter (Niermann *et al.*, 2019).

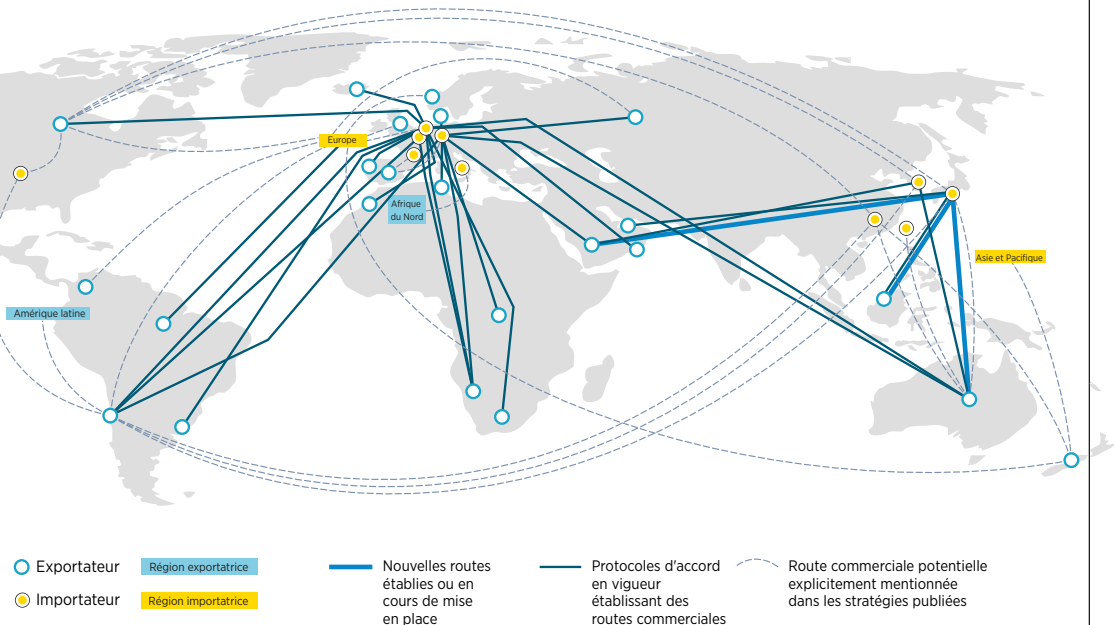
Ammoniac. L'hydrogène peut être transformé en ammoniac par réaction avec l'azote de l'air rien qu'en utilisant de l'électricité, de l'eau et de l'air. La densité énergétique de l'ammoniac est beaucoup plus élevée que celle de l'hydrogène, ce qui permet d'échanger un plus grand volume d'énergie. Un commerce international de l'ammoniac bien en place existe, et il peut être exploité. L'ammoniac est actuellement utilisé comme matière première, notamment pour fabriquer des engrais, mais il pourrait également servir de combustible de décarbonisation, par exemple dans l'industrie du transport maritime et la production d'énergie. Par contre, l'ammoniac est toxique, et en cas de fuite il constitue une source potentielle d'émissions d'oxyde d'azote.



Les coûts de transport de l'hydrogène sont encore très élevés, mais ils devraient baisser grâce aux économies d'échelle, à la réduction des risques liés aux projets et aux améliorations technologiques. Le commerce de l'hydrogène bleu pourrait se développer plus rapidement que celui de l'hydrogène vert, car il bénéficie actuellement de coûts de production moins élevés et de l'infrastructure gazière existante. Le commerce de l'hydrogène vert devrait augmenter à l'horizon 2030, grâce à l'amélioration des économies d'échelle et à l'adoption de politiques habilitantes, qui feront baisser les coûts de production.

L'analyse de l'IRENA suggère qu'environ un tiers de l'hydrogène vert ferait l'objet d'échanges transfrontaliers d'ici 2050 (IRENA, à paraître-a). Cette part est légèrement supérieure à la part actuelle du gaz naturel échangé dans le monde (24 %). En 2050, près de la moitié des échanges d'hydrogène devraient passer par des gazoducs, notamment par la réaffectation de ceux actuellement en service. L'autre moitié serait transportée par des navires long-courriers sous forme d'ammoniac. Cette situation s'apparente à celle du gaz naturel, qui se répartit entre le commerce régional par gazoduc (48 % en 2020) et le commerce mondial de GNL (52 %) (BP, 2021). Les pays concluent déjà des accords bilatéraux qui pourraient ouvrir la voie à de nouvelles relations commerciales dans le domaine de l'hydrogène (Figure 2.9).

Figure 2.9 Un réseau en pleine expansion de circuits commerciaux, de projets et de conventions portant sur l'hydrogène



Source de la carte : Natural Earth, 2021

Remarques : les informations rassemblées dans cette figure sont basées sur les données contenues dans la documentation officielle des gouvernements au moment de la rédaction de ce rapport.

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites et les noms indiqués sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

CHAPITRE 3

REDÉFINIR LA CARTE GÉOPOLITIQUE

L'hydrogène pourrait modifier l'équilibre mondial des pouvoirs et entraîner des changements dans les rapports de force des États et des régions dans le système international. Le présent chapitre identifie les précurseurs sur le plan politique, les futurs exportateurs d'hydrogène et les leaders technologiques émergents. Il se penche également sur la position des pays producteurs de combustibles fossiles, qui pourraient utiliser l'hydrogène pour se prémunir de certains risques liés à la transition vers des économies net zéro. Enfin, il décrit la façon dont l'hydrogène pourrait favoriser la relocalisation des industries à forte intensité énergétique vers les sites riches en énergies renouvelables, susceptibles de devenir des sites d'industrialisation verte.



© imagima / stockphoto.com

03

3.1 PRÉCURSEURS POLITIQUES ET MARCHÉS DE PREMIER PLAN

Un nombre croissant de pays et d'entreprises se livrent une concurrence intense pour devenir les chefs de file des technologies à base d'hydrogène propre. Cette section examine trois paramètres qui permettent d'identifier les précurseurs sur le plan politique et les marchés de premier plan potentiels : les stratégies nationales en matière d'hydrogène, les investissements et les projets sur le terrain.

En 2017, un seul pays (le Japon) disposait d'une stratégie nationale dédiée à l'hydrogène. Aujourd'hui, plus de 30 sont en train d'en élaborer une ou l'ont déjà fait (Figure 3.1), ce qui indique un intérêt croissant vis-à-vis du développement de chaînes de valeur de l'hydrogène propre.

Figure 3.1 Stratégies en cours et en préparation en faveur de l'hydrogène, octobre 2021



Source : Bloomberg (2021b) et WEC (2021). Source de la carte : Natural Earth, 2021

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites et les noms indiqués sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

La portée et les détails de ces stratégies varient considérablement. L'Encadré 3.1 décrit la vision et l'orientation de certains pays et régions qui pourraient devenir d'ores et déjà les marchés de premier plan de l'hydrogène en raison de leur taille et/ou de leurs plans ambitieux dans ce domaine. Si leurs stratégies et leurs plans sont mis en œuvre, ces grands marchés sont bien placés pour fixer des normes, entre autres règles du jeu.

ENCADRÉ 3.1

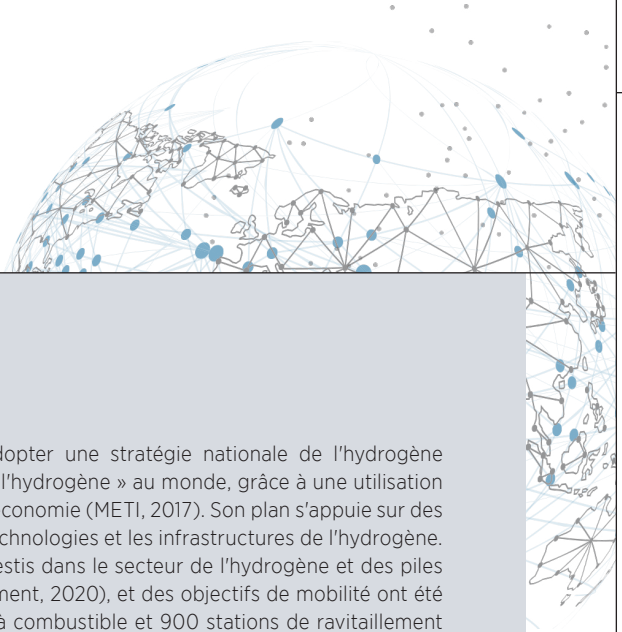
DES PRÉCURSEURS ? LES VISIONS DE QUELQUES PAYS ET RÉGIONS PIONNIERS DANS LE DOMAINE DE L'HYDROGÈNE

CHINE : avec une consommation annuelle de plus de 24 millions de tonnes, la Chine est le plus gros utilisateur et producteur d'hydrogène au monde. Sa production, qui repose essentiellement sur le charbon, représente 3 à 5 % de la consommation de ce combustible en Chine¹⁴. Depuis 2019, le pays a lancé plus de 30 projets d'hydrogène vert. Sa première feuille de route sur l'hydrogène, publiée en 2016, portait sur ses applications dans les transports (Comité consultatif stratégique de la feuille de route technologique et SAE-Chine, 2016). Avec près de 8 400 véhicules électriques à pile à combustible (FCEV) déployés, la Chine possède la troisième flotte de ce type au monde (après la République de Corée et les États-Unis d'Amérique), et elle est en tête du déploiement mondial de camions et d'autobus à pile à combustible (AIE, 2021c). Dans le plan quinquennal actuel (2021-2025), l'hydrogène est l'une des six industries d'avenir de la Chine (CSET, 2021). Bien que le pays ne dispose pas encore d'une stratégie nationale en matière d'hydrogène, 16 provinces et villes ont lancé des plans quinquennaux qui l'intègrent.

UNION EUROPÉENNE : en juillet 2020, l'Union européenne a publié sa stratégie sur l'hydrogène, dans laquelle ce dernier est désigné comme une priorité essentielle pour réaliser le pacte vert pour l'Europe. Cette stratégie, axée sur l'hydrogène renouvelable, prévoit l'installation de 40 gigawatts d'électrolyseurs d'hydrogène renouvelable dans l'Union européenne d'ici 2030 (Commission européenne, 2020a). Pour atteindre son objectif de devenir le leader industriel de l'hydrogène propre, l'Union européenne a lancé l'Alliance pour l'hydrogène propre. Si certains pays de l'UE comptent devenir des importateurs d'hydrogène à grande échelle, d'autres souhaitent devenir des exportateurs ou des centres de transit.

INDE : l'Inde a lancé sa Mission nationale pour l'hydrogène en août 2021, avec pour ambition de devenir « un centre mondial de production et d'exportation d'hydrogène vert ». Le Premier ministre, Narendra Modi, considère que l'hydrogène vert est vital pour accomplir un pas de géant vers l'indépendance énergétique d'ici 2047 (Recharge News, 2021a). Le gouvernement envisage de rendre obligatoire l'utilisation d'une certaine quantité d'hydrogène vert dans les raffineries et les usines d'engrais. L'Inde est le premier importateur mondial d'ammoniac, un intrant essentiel dans la production d'engrais. Ses importations se sont montées à 1,27 milliard d'USD en 2019 (UN Comtrade, 2021).

¹⁴ Le chiffre de 3 % a été estimé de la façon suivante : la Chine produit 24 millions de tonnes d'hydrogène, dont 62 % sont obtenus à partir de charbon. Il faut environ 8 kg de charbon pour fabriquer 1 kg d'hydrogène. La consommation totale de charbon destinée à la production d'hydrogène est donc de 119 millions de tonnes, ce qui représentait 3 % de la consommation totale de charbon (3,8 milliards de tonnes) en 2019. Le chiffre de 5 % est tiré de Brasington (2019).



JAPON : le Japon a été le premier pays à adopter une stratégie nationale de l'hydrogène en 2017. Il vise à devenir la première « société de l'hydrogène » au monde, grâce à une utilisation généralisée de ce gaz dans tous les secteurs de l'économie (METI, 2017). Son plan s'appuie sur des investissements publics considérables dans les technologies et les infrastructures de l'hydrogène. En 2020, près de 670 millions d'USD ont été investis dans le secteur de l'hydrogène et des piles à combustible (Ministère japonais de l'environnement, 2020), et des objectifs de mobilité ont été fixés pour 800 000 véhicules électriques à pile à combustible et 900 stations de ravitaillement en hydrogène d'ici 2030 (CSIS, 2021). Le pays établit des contrats d'approvisionnement à long terme pour l'hydrogène, à l'instar de ceux qui ont servi de fer de lance pour le gaz naturel liquéfié (METI, 2017).

RÉPUBLIQUE DE CORÉE : la feuille de route sur l'hydrogène établie par la République de Corée en 2019 identifie l'hydrogène comme un moteur de croissance économique et de création d'emplois. Le pays cherche à devenir un chef de file mondial dans la production et le déploiement de véhicules électriques à pile à combustible et de piles à combustible fixes à grande échelle destinées à la production d'énergie (CSIS, 2021). En 2020, environ 10 000 FCEV pour passagers avaient été déployés, plus que dans tout autre pays (E4Tech, 2021). Le gouvernement a pour objectif de porter ce nombre à 200 000 d'ici 2025 dans le cadre du Green New Deal (MOEF, 2020). Il prévoit également d'utiliser l'hydrogène pour alimenter 10 % des villes, comtés et agglomérations du pays d'ici 2030 et 30 % d'ici 2040 (Korea Herald, 2019). Le gouvernement estime que l'hydrogène deviendra le plus grand vecteur énergétique du pays en 2050, représentant un tiers de la consommation totale d'énergie (Recharge News, 2021b). Parallèlement, il étudie la possibilité d'importer de l'hydrogène auprès de divers pays fournisseurs, dont l'Arabie saoudite et l'Australie.

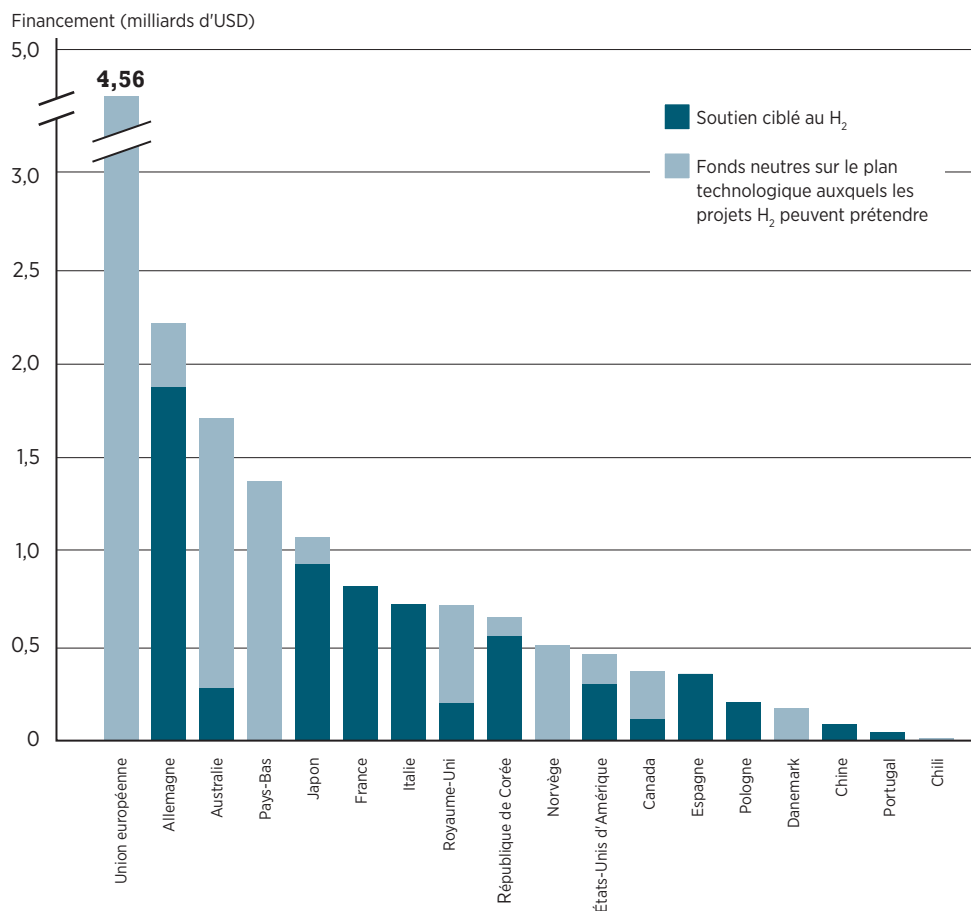
ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE : deuxième consommateur et producteur d'hydrogène au monde, les États-Unis d'Amérique constituent 13 % de la demande mondiale. Jusqu'en 2020, le pays était le plus grand marché de FCEV au monde, la Californie en tête, qui soutient le secteur depuis près d'une décennie par le biais du « Clean Vehicle Rebate Program ». En novembre 2021, les États-Unis d'Amérique ont signé la loi sur l'investissement dans les infrastructures et les emplois. Elle prévoit de consacrer 9,5 milliards d'USD à l'accélération du développement des technologies à base d'hydrogène propre. Les États-Unis d'Amérique ont également lancé le programme « Hydrogen EarthShot » pour appuyer le développement de projets d'hydrogène propre. Celui-ci fixe un « objectif 111 » ambitieux : réduire le coût de l'hydrogène propre à 1 USD par kilogramme en l'espace d'une décennie.



Il est à noter que la pandémie de COVID-19 a intensifié la course au leadership dans le domaine de l'hydrogène propre, car de nombreux pays reconnaissent son importance s'agissant de relever le double défi des changements climatiques et de la reprise économique après la crise sanitaire mondiale. Une part importante des fonds de relance des pays a été affectée à des projets en lien avec l'hydrogène, faisant ainsi entrer ce dernier dans le domaine de la concurrence géoéconomique.

Début août 2021, les gouvernements avaient alloué au moins 65 milliards d'USD de subventions ciblées pour l'hydrogène propre au cours de la prochaine décennie. Ce sont l'Allemagne, la France et le Japon qui ont pris les engagements les plus importants à ce titre (Figure 3.2). Ces montants sont considérables, mais ils font pâle figure en comparaison des subventions accordées au secteur de l'énergie, qui se montaient à 634 milliards d'USD en 2017, dont 70 % destinées aux combustibles fossiles (IRENA, 2020c).

Figure 3.2 Financement annuel moyen potentiellement disponible pour les projets liés à l'hydrogène, 2021-2030

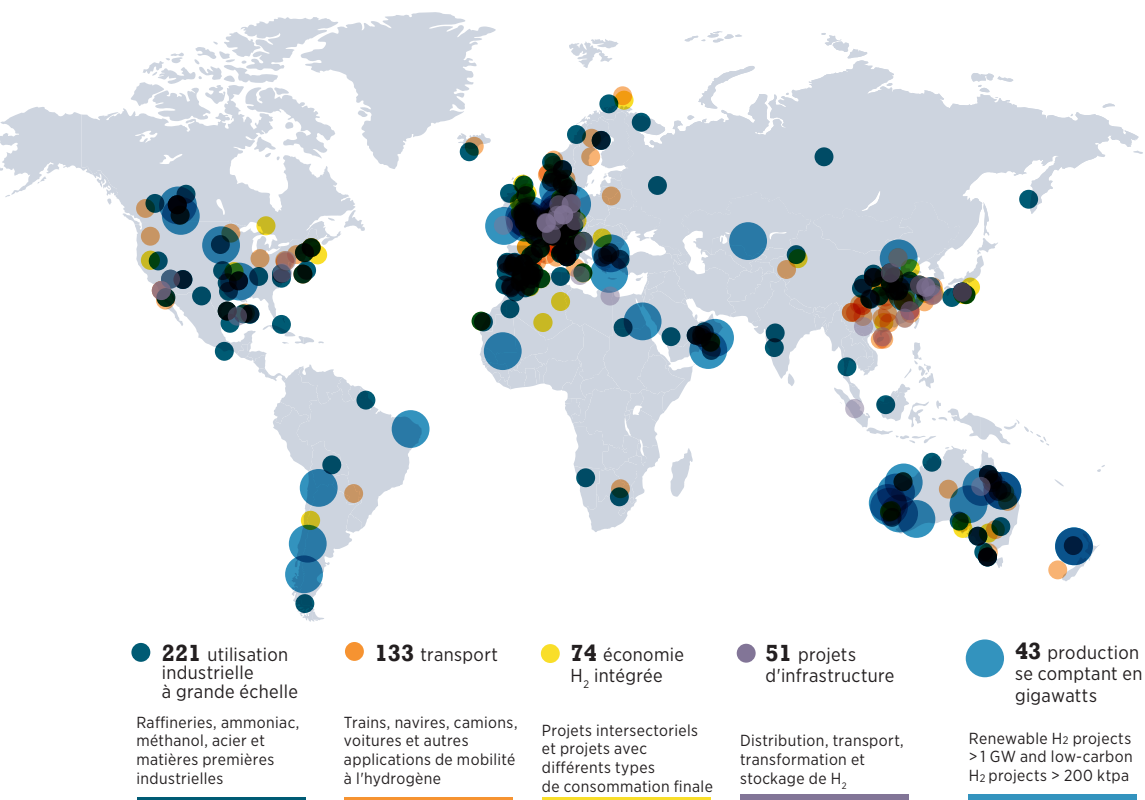


Source : BloombergNEF (2021b).

Remarque : la figure donne un instantané du soutien à l'hydrogène constaté dans certains pays au 5 août 2021. Elle ne montre pas les mécanismes de soutien qui ont été annoncés depuis ou qui sont en cours de discussion, notamment le crédit d'impôt pour la production d'hydrogène proposé par les États-Unis d'Amérique (Congrès américain, 2021).

Sous l'impulsion de ces plans et dispositifs de soutien nationaux, les investissements dans l'hydrogène propre ont décollé au cours des dernières années (Figure 3.3). Depuis novembre 2021, les annonces mondiales concernant des projets d'hydrogène à l'horizon 2030 totalisent 160 milliards d'USD d'investissements. La moitié est prévue pour la production d'hydrogène vert à partir de sources d'énergies renouvelables et d'électrolyse (Conseil de l'hydrogène, 2021).

Figure 3.3 Projets et investissements dans le domaine de l'hydrogène propre à partir de novembre 2021



Source : Conseil de l'hydrogène (2021). Source de la carte : Natural Earth, 2021

Remarque : la figure ne reprend que les projets à grande échelle, y compris les mises en service après 2030. Il n'inclut pas plus de 1 000 projets à petite échelle et propositions de projets. GW = gigawatt ; H₂ = hydrogène ; ktpa = kilotonnes par an.

Les projets d'électrolyseurs annoncés atteignaient plus de 260 GW à l'échelle mondiale en octobre 2021, et leur mise en œuvre devrait permettre de disposer de 475 GW supplémentaires de capacité éolienne et solaire photovoltaïque d'ici 2030 (AIE, 2021d)¹⁵. Bien qu'il s'agisse d'une augmentation spectaculaire par rapport aux 0,3 GW d'électrolyse installés en 2020, nous sommes loin de la moyenne des 160 GW prévue *chaque année* jusqu'en 2050 pour réaliser l'objectif de 1,5 °C (IRENA, 2021a).

Enregistrant près de la moitié des projets de l'ordre du mégawatt annoncés dans le monde, l'Europe prend une longueur d'avance, en grande partie grâce à la forte dynamique des politiques de décarbonisation ambitieuses, des stratégies nationales et du soutien des gouvernements. Elle est suivie par l'Asie (23 % des projets annoncés) et l'Amérique du Nord (13 %). Les volumes les plus importants d'hydrogène propre devraient être produits par l'Europe et l'Océanie, qui représentent à elles deux plus de la moitié des capacités à l'horizon 2030, la plupart issues des énergies renouvelables. Des projets à grande échelle axés sur les exportations d'hydrogène ont également été annoncés en Afrique, en Amérique latine, au Moyen-Orient et en Océanie (Encadré 3.2).

¹⁵ Certains des projets repris dans le décompte de 260 GW n'en sont qu'au stade de la conception.

ENCADRÉ 3.2

PROJETS DANS LE DOMAINE DE L'HYDROGÈNE EN AFRIQUE

Le vaste potentiel de l'Afrique en termes d'énergies renouvelables, ainsi que son expérience acquise avec la génération précédente d'électrolyseurs remontant au début du XX^e siècle, ont attiré l'attention des investisseurs internationaux qui ont annoncé plusieurs projets d'hydrogène vert.

L'**Égypte** et le **Zimbabwe** ont déjà installé plus de 100 mégawatts (MW) d'électrolyseurs. En décembre 2021, l'Égypte a annoncé un nouveau projet de 100 MW pour la production d'ammoniac vert.

En mai 2021, CWP Global, une société de développement des énergies renouvelables, a signé un protocole d'accord avec le gouvernement de la **MAURITANIE** en vue de mettre en œuvre un projet d'électrolyse de 16 gigawatts (GW), en parallèle avec 45 GW d'énergies renouvelables. Le coût total du projet devrait s'élever à 40 milliards d'USD (Energy Voice, 2021). La Mauritanie a également octroyé des droits de développement exclusifs à Chariot (une société pétrolière et gazière active au Brésil, au Maroc et en Namibie) pour déployer jusqu'à 10 GW d'éoliennes offshore et terrestres pour la production d'hydrogène vert, un projet qui pourrait constituer le premier parc éolien offshore d'Afrique (Recharge News, 2021c).

Lors de la COP26, le gouvernement de la **NAMIBIE** a annoncé avoir choisi HYPHEN Hydrogen Energy comme soumissionnaire privilégié pour un projet d'hydrogène vert. La première phase du projet apporterait 2 GW de capacité de production d'électricité renouvelable, ainsi que la capacité d'électrolyse pour fabriquer de l'hydrogène vert destiné à être transformé en ammoniac. D'autres phases d'expansion à la fin des années 2020 porteraient la valeur totale de l'investissement à 9,4 milliards d'USD, un chiffre qui correspond pratiquement au PIB actuel de la Namibie. Une fois achevée, l'installation intégrée aurait une capacité de production renouvelable de 5 GW et une capacité d'électrolyse de 3 GW. L'électricité excédentaire devrait être injectée dans le réseau namibien et potentiellement dans le pool énergétique régional. Le projet utilisera de l'eau dessalée, dont une partie sera fournie aux communautés de la ville voisine de Luderitz (Engineering News, 2021).

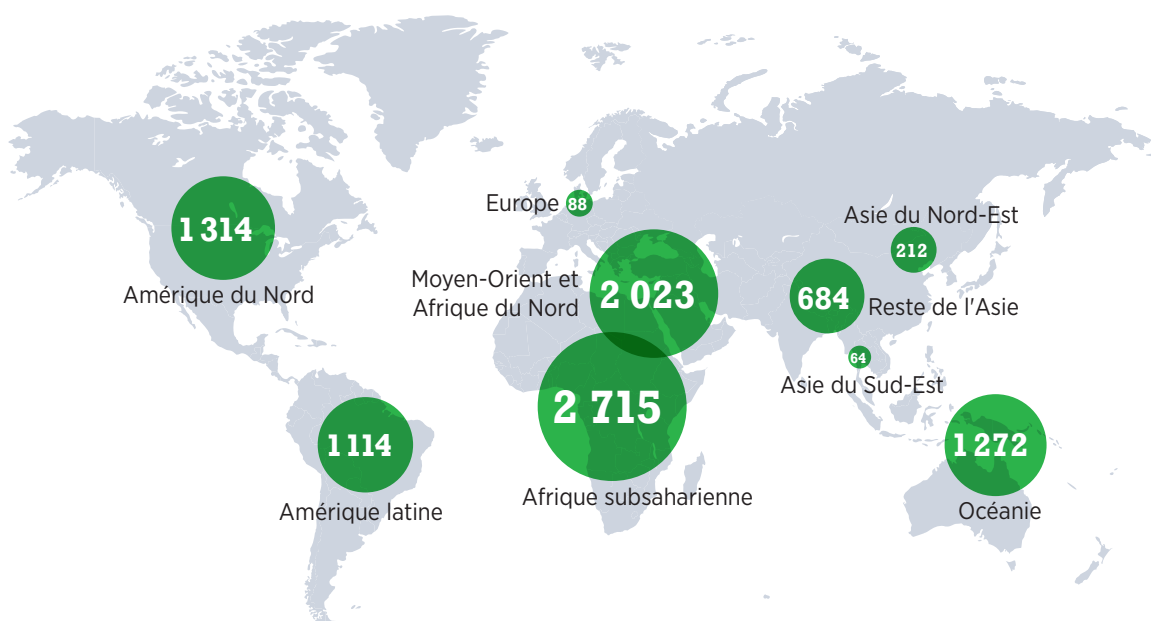


3.2 UNE NOUVELLE CLASSE D'EXPORTATEURS D'ÉNERGIE

Les pays et régions qui disposent d'un fort potentiel renouvelable et bénéficient d'un faible coût normalisé de l'électricité peuvent exploiter leurs ressources pour devenir d'importants producteurs d'hydrogène vert. Les capacités des différentes régions à produire de grands volumes d'hydrogène vert à faible coût varient considérablement. L'Afrique, les Amériques, le Moyen-Orient et l'Océanie sont les régions dont le potentiel technique est le plus élevé ; l'Europe, l'Asie du Nord-Est et l'Asie du Sud-Est disposent, quant à elles, de moins de ressources pour produire de l'hydrogène vert (Figure 3.4). Le potentiel technique renouvelable des pays n'est pas le seul critère permettant de déterminer leurs chances de devenir des producteurs importants d'hydrogène vert. De nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte, notamment l'infrastructure existante et les « facteurs intangibles » (le soutien des pouvoirs publics, un climat propice aux entreprises, la stabilité politique, etc.), ainsi que la situation actuelle du secteur et du bouquet énergétiques (comme les plans d'énergies renouvelables ou la demande potentielle en hydrogène).



Figure 3.4 Potentiel technique de la production d'hydrogène vert à moins de 1,5 USD/kg en 2050, en EJ



Source : IRENA (à paraître-a). Source de la carte : Natural Earth, 2021

Remarque : les estimations des dépenses d'investissement (CAPEX) 2050 sont les suivantes : photovoltaïque : 225-455 USD/kW ; éolien terrestre : 700-1 070 USD/kW ; éolien offshore : 1 275-1 745 USD/kW. Coût moyen pondéré du capital : valeurs pour 2020 sans risques technologiques entre les régions. Le potentiel technique a été calculé sur la base de la disponibilité des terres en tenant compte de plusieurs zones d'exclusion (zones protégées, forêts, zones humides permanentes, terres cultivées, zones urbaines, pente de 5 % [photovoltaïque] et 20 % [éolien terrestre], densité de population). La disponibilité de l'eau n'a pas été prise en compte dans l'analyse. EJ = exajoule ; kW = kilowatt.

La comparaison entre le potentiel de production nationale et la demande en hydrogène prévue d'ici 2050, ainsi que le coût de l'importation, est l'un des meilleurs moyens de détecter les futurs importateurs et exportateurs d'hydrogène vert¹⁶. Trois groupes de pays peuvent ainsi être distingués. Le premier inclut des pays dont la production d'hydrogène vert est peu coûteuse et qui pourraient devenir exportateurs. Ils sont à même de tirer parti de leurs marchés d'énergies renouvelables pour attirer des investissements dans la production d'hydrogène vert. L'Australie, le Chili, l'Espagne et le Maroc font partie de ces exportateurs nets d'hydrogène. Le deuxième groupe comprend les pays qui peuvent devenir autosuffisants en hydrogène vert. Ils disposent d'un potentiel de production suffisant pour subvenir à leurs propres besoins sans recourir aux importations. Il s'agit notamment de la Chine et des États-Unis d'Amérique. Le troisième groupe est composé des pays qui devront recourir aux importations pour satisfaire leur demande intérieure, notamment le Japon, la République de Corée et certaines parties de l'Europe et de l'Amérique latine.

Ce tableau peut bien évidemment évoluer de manière significative avec l'aide d'investissements à grande échelle visant à développer de nouveaux marchés renouvelables et des infrastructures pour l'hydrogène là où les potentiels sont abondants, mais où l'accès à la technologie, au savoir-faire et aux capacités locales fait défaut.

L'une des principales inconnues demeure le coût du capital (coût moyen pondéré du capital ou CMPC), qui varie fortement d'un pays à l'autre (Encadré 3.3).

¹⁶ Les paramètres clés du modèle sont le potentiel de production nationale et le prix de l'hydrogène bleu et vert, ainsi que le coût d'importation de ces derniers (qui est lui-même fonction de la production, de la (re)transformation et du coût de transport) IRENA (à paraître-a)).

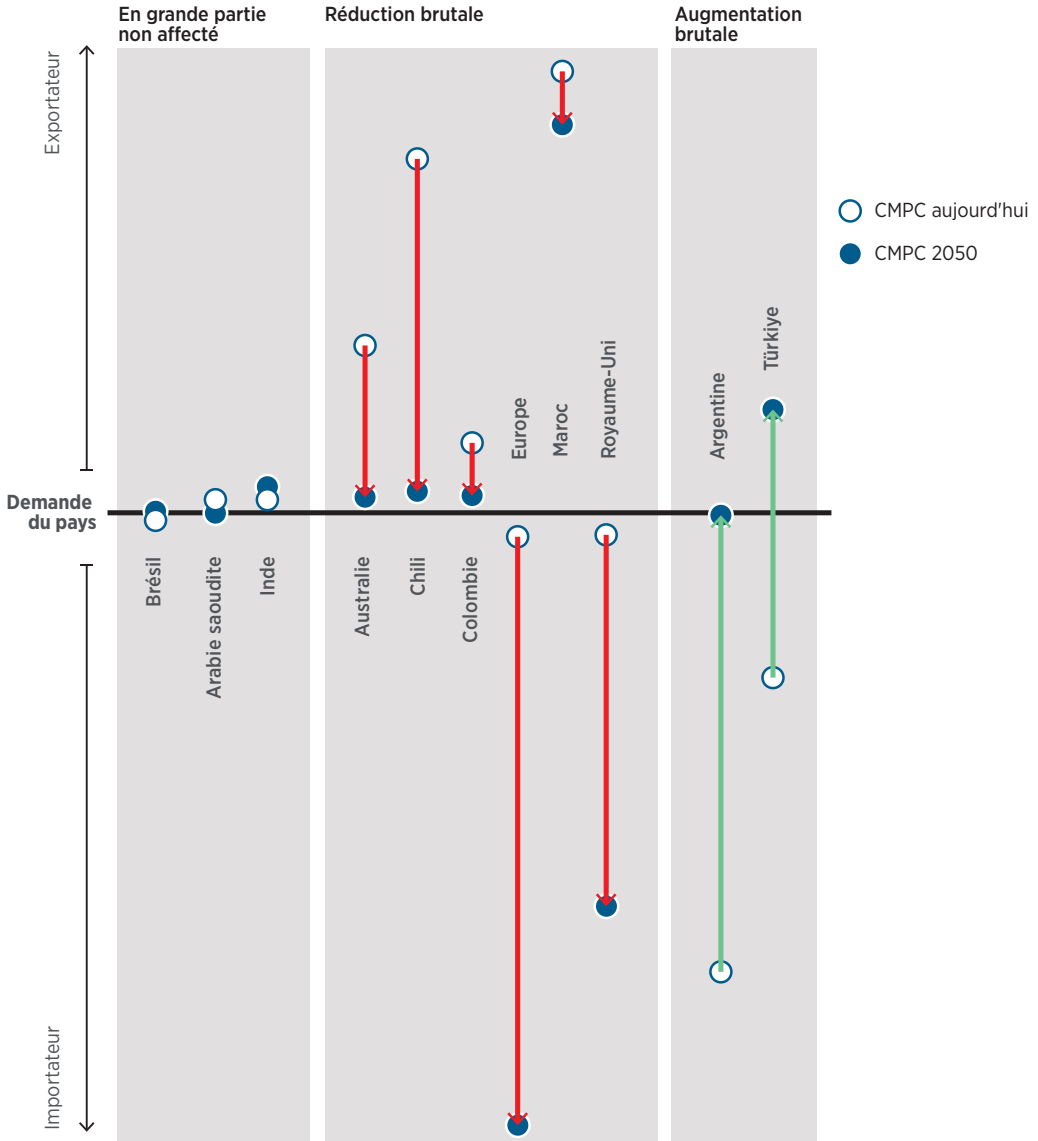
ENCADRÉ 3.3

L'IMPORTANCE DE PRÉVOIR LES DÉPENSES EN CAPITAL POUR ÉTABLIR LES PROJECTIONS RELATIVES AU COMMERCE DE L'HYDROGÈNE

Dans un avenir où les énergies renouvelables domineront, le coût de l'énergie sera déterminé par celui du capital. On estime souvent qu'il est prudent de supposer que les différences de coût du capital observées aujourd'hui dans le monde persisteront en 2050 (Egli, Steffen & Schmidt, 2019). Toutefois, si l'on suppose que ces différences s'égalisent (Bogdanov, 2019), le tableau change complètement (figure 3.5). L'Amérique latine, le Moyen-Orient et la Türkiye passeraient du statut d'importateurs à celui d'exportateurs d'hydrogène vert, tandis que l'Espagne prendrait le chemin inverse. Le potentiel d'exportation de pays comme l'Australie et le Chili, qui bénéficient déjà d'un faible CMPC actuellement, serait fortement réduit, tandis que les besoins d'importation de l'UE et de l'Allemagne augmenteraient considérablement.

CMPC

Figure 3.5 Effets des hypothèses en matière de coûts sur la production d'hydrogène de certains pays



Remarque : la figure montre les volumes de production et de demande en hydrogène vert par région ou pays en 2050, sur la base d'hypothèses optimistes concernant les dépenses d'investissement en 2050 : photovoltaïque : 225-455 USD/kW ; éolien terrestre : 700-1 070 USD/kW ; éolien offshore : 1 275-1 745 USD/kW ; électrolyseur : 130 USD/kW. La production d'hydrogène vert est basée sur l'évaluation de la disponibilité des terres pour le solaire photovoltaïque et l'éolien. La demande est conforme au Scénario à 1,5 °C. Les volumes de la production et de la demande utilisent une fonction logarithmique pour placer les différents ordres de grandeur sur une échelle similaire. Ainsi, l'axe n'a pas de dimensions : il pourrait être interprété comme un indice plutôt que comme des flux d'énergie.

« CMPC 2050 » suppose un monde futur où le risque est le même partout. « CMPC aujourd'hui » signifie que toutes les régions ont des CMPC différents, comme c'est le cas aujourd'hui.

Selon les experts, l'Arabie saoudite, l'Australie, le Chili, les États-Unis d'Amérique et le Maroc sont les mieux placés pour devenir les principaux producteurs d'hydrogène propre d'ici 2050 (voir la Figure B.3 en annexe). Certains de ces pays, à savoir l'Arabie saoudite, l'Australie et les États-Unis d'Amérique, sont actuellement des exportateurs d'énergie. Ils peuvent préserver leur statut d'exportateurs d'énergie, mais sur un marché beaucoup plus concurrentiel, car l'hydrogène vert peut être produit presque partout. D'autres pays, comme le Chili, le Maroc et la Namibie, sont à l'heure actuelle des importateurs nets d'énergie¹⁷. Pour eux, la transition vers l'hydrogène vert représente un renversement complet de la situation, car le vaste potentiel des énergies renouvelables ouvre de nouvelles possibilités. Les pays qui parviendront à devenir de grands exportateurs d'hydrogène vert et de combustibles dérivés devraient également voir leur importance géostratégique croître (Encadré 3.4).

¹⁷ Le Chili importe actuellement environ 65 % de ses besoins énergétiques, le Maroc 91 % et la Namibie 74 % (Banque mondiale, n.d-a).

ENCADRÉ 3.4

D'IMPORTATEUR À EXPORTATEUR D'ÉNERGIE ?

ACTIVITÉS LIÉES À L'HYDROGÈNE DANS CERTAINS PAYS IMPORTATEURS DE COMBUSTIBLES FOSSILES OFFRANT UN POTENTIEL D'EXPORTATION D'HYDROGÈNE VERT

CHILI : en 2020, le Chili a mis au point une stratégie pour l'hydrogène vert : atteindre une capacité électrolytique de 5 GW d'ici 2025 et de 25 GW d'ici 2030, produire l'hydrogène le moins cher du monde d'ici 2030 et devenir l'un des trois premiers exportateurs mondiaux d'hydrogène combustible d'ici 2040 (Gouvernement du Chili, 2020). On estime que le pays pourrait exporter pour 30 milliards d'USD d'hydrogène vert et de dérivés d'ici 2030 (Mander, 2020). L'hydrogène a suscité une attention croissante en Amérique latine, principalement en raison du fort potentiel en énergies renouvelables de la région. Plusieurs pays ont publié ou préparent actuellement des stratégies et des feuilles de route nationales pour l'hydrogène (Figure 3.1).

MAROC : le Maroc a créé en 2019 une Commission nationale de l'hydrogène et a publié en janvier 2021 une feuille de route sur l'hydrogène vert. L'hydrogène est mentionné comme un secteur de croissance clé dans l'économie nationale. D'ici 2030, le pays projette un marché local de l'hydrogène de 4 térawattheures (TWh) et un marché d'exportation de 10 TWh, ce qui, combiné, nécessiterait la construction de 6 GW de nouvelles capacités renouvelables et favoriserait la création de plus de 15 000 emplois directs et indirects (MEM, 2021).



3.3 PERSPECTIVES DE TRANSITION POUR LES PRODUCTEURS DE COMBUSTIBLES FOSSILES

Les producteurs de combustibles fossiles seront fortement affectés par la transition énergétique : il est très probable que de grandes quantités de réserves de pétrole, de gaz et de charbon ne seront jamais extraites ni monétisées. Un signe avant-coureur de ces effets s'est manifesté pendant la pandémie de COVID-19 en 2020, lorsque la baisse des prix et l'effondrement de la demande ont fait disparaître environ un quart de la valeur de toutes les réserves de pétrole et de gaz (AIE, 2020). Bien que les producteurs à bas coûts puissent voir leur part de marché augmenter à mesure que la transition énergétique progresse, ils devraient eux aussi subir de fortes baisses de revenus, en raison de la contraction du marché global (AIE, 2021a). Plusieurs producteurs de pétrole et de gaz ont déjà vu leur cote de crédit souverain dégradée. Les 20 pays dont le ratio entre les exportations nettes de combustibles fossiles et le produit intérieur brut (PIB) est le plus élevé (Figure 3.6) ont subi une dégradation nette médiane de 1,6 de leur note de crédit entre 2015 et 2020 (Fitchratings, 2021). À mesure que la décarbonisation progresse, les pays producteurs devront réorienter leurs économies pour ne plus dépendre du pétrole et du gaz.

NAMIBIE : les vastes ressources en énergie solaire et éolienne du pays ont attiré l'attention des investisseurs. Ayant vu dans l'hydrogène vert et l'ammoniac vert des débouchés émergents en matière d'exportation (Gouvernement de Namibie, 2021), le gouvernement a mis en place un Conseil national de l'hydrogène vert et nommé un commissaire spécial à l'hydrogène vert. Il envisage par ailleurs de construire une usine de fabrication de pales d'éoliennes, une aciérie verte et une ligne de production d'engrais à l'ammoniac (Weidlich, 2021). La taille de ces projets proposés est très importante par rapport à l'économie namibienne, ce qui montre le potentiel de transformation de l'hydrogène vert pour l'économie nationale (Geingob, 2021).

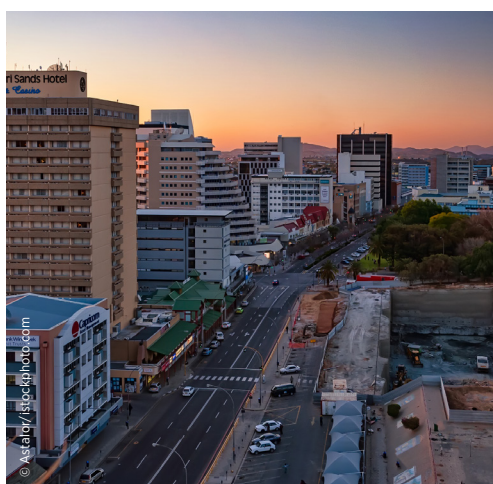
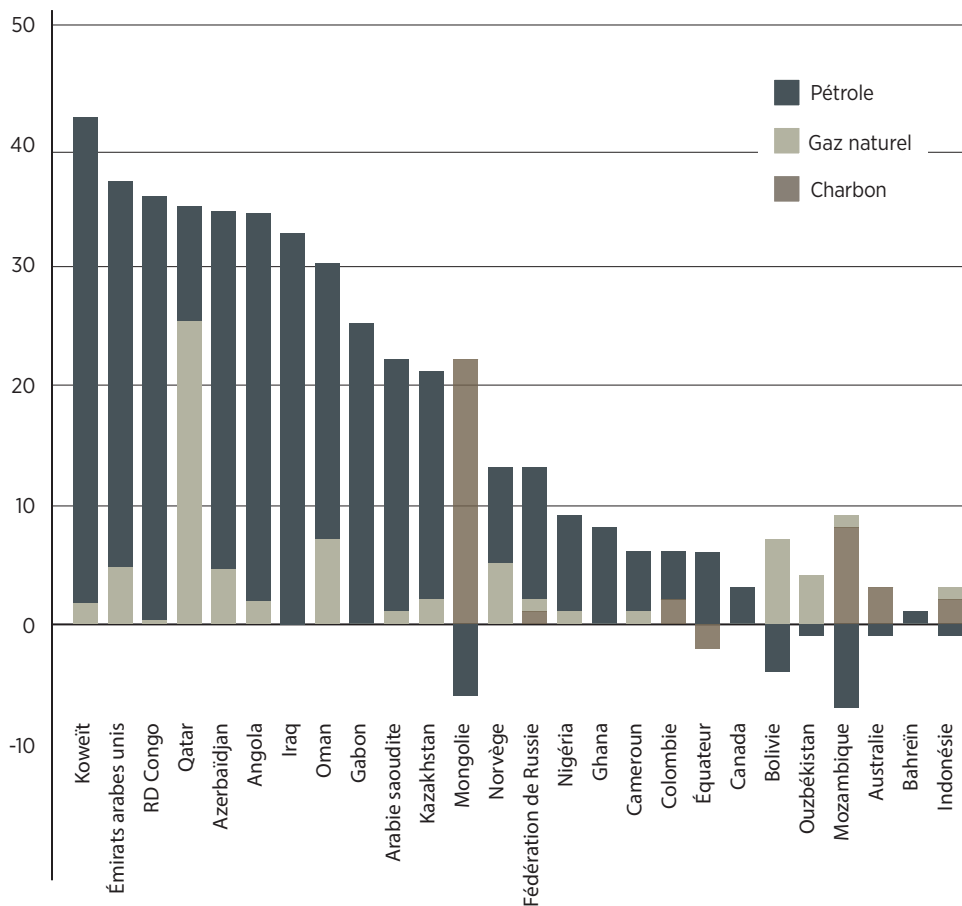


Figure 3.6 Risque de délaisement d'actifs pour les principaux exportateurs nets de combustibles fossiles, 2019

Recettes nettes d'exportation en pourcentage du PIB (%)



Source : UN Comtrade (2021) et Banque mondiale (n.d.-b)

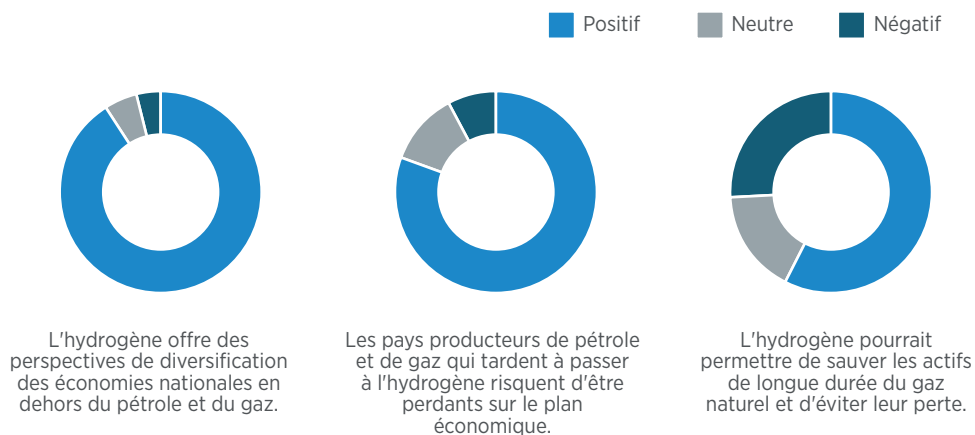
Remarque : le prix du pétrole brut Brent (la référence internationale) était en moyenne de 64 USD par baril en 2019. Sa moyenne sur la période 2010-2020 était de 76,2 USD par baril (EIA, n.d.).

L'hydrogène propre offre des perspectives de transition intéressante pour les pays exportateurs de pétrole et de gaz, qui peuvent ainsi diversifier leur économie tandis que les principaux marchés d'exportation s'orientent vers des carburants et des vecteurs énergétiques à teneur en carbone faible ou nulle (Figure 3.7). Les pays producteurs de pétrole et de gaz sont bien placés pour passer à l'hydrogène, car ils peuvent s'appuyer sur des infrastructures d'exportation d'énergie bien établies (ports, gazoducs et installations de stockage), sur une main-d'œuvre qualifiée familiarisée avec la production, la transformation et la manipulation des combustibles et des gaz énergétiques, ainsi que sur les relations commerciales existantes dans le domaine de l'énergie.

Dans la perspective de la COP26, plusieurs exportateurs ont adopté un objectif net zéro, notamment l'Arabie saoudite, l'Australie, les Émirats arabes unis et la Fédération de Russie. L'hydrogène propre est une voie essentielle pour atteindre ces objectifs. Certains pays producteurs de combustibles fossiles ont déjà adopté des stratégies nationales en matière d'hydrogène (par exemple, l'Australie, le Canada, la Colombie, la Norvège, le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord et la Fédération de Russie) ou s'apprêtent à le faire.

Les stratégies des exportateurs de combustibles fossiles font souvent état des possibilités offertes par l'hydrogène pour développer de nouveaux secteurs d'exportation (Encadré 3.5). Plusieurs adoptent une approche « technologiquement neutre » et incluent explicitement la possibilité de produire de l'hydrogène bleu (c'est le cas de l'Australie, du Canada et de la Norvège, par exemple). L'Australie et le Canada fixent à 90 % ou plus les taux de captage de carbone attendus ou nécessaires pour que l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles soit considéré comme « propre » (Longden *et al.*, 2022).

Figure 3.7 Avis d'experts sur les stratégies et les répercussions de l'hydrogène pour les producteurs de pétrole et de gaz



Source : Enquête d'experts de l'IRENA (voir Encadré 2.2).

ENCADRÉ 3.5**PASSER À L'HYDROGÈNE ? LES STRATÉGIES EN MATIÈRE D'HYDROGÈNE DE CERTAINS PAYS EXPORTATEURS DE COMBUSTIBLES FOSSILES**

AUSTRALIE : l'Australie cherche à devenir un « acteur mondial majeur » de la production et du commerce d'hydrogène propre d'ici 2030 ; elle considère l'hydrogène comme sa « prochaine grande exportation ». D'ici 2030, le pays veut figurer parmi les trois premiers exportateurs mondiaux d'hydrogène en direction des marchés asiatiques (Gouvernement australien, 2019). Le gouvernement a investi plus d'un milliard d'USD pour stimuler le secteur national de l'hydrogène, notamment en coparrainant sept centres d'hydrogène (Gouvernement australien, 2021). Neuf projets d'hydrogène vert se comptant en gigawatts sont prévus ou en cours de développement, bien que le gouvernement n'exclue pas la production d'hydrogène bleu. L'Australie a également conclu des accords avec des marchés d'exportation potentiels, tels que l'Allemagne, le Japon et Singapour.

CANADA : la stratégie du Canada identifie de nouveaux débouchés pour l'exportation, et indique que le pays est bien placé pour devenir « l'un des principaux exportateurs mondiaux de carburants propres » (Gouvernement du Canada, 2020). Son but est de s'imposer d'ici 2050 comme l'un des trois premiers producteurs mondiaux d'hydrogène propre. Bien que le Canada soit ouvert à de nombreuses voies de production, sa stratégie souligne la nécessité de passer à un pourcentage croissant de méthodes de production renouvelables ou sans émissions et fait spécifiquement référence à la grande capacité du pays en énergie hydroélectrique.

NORVÈGE : la Norvège est l'un des principaux exportateurs de gaz vers l'Europe. Elle satisfait environ un quart des besoins en gaz du continent, principalement par gazoduc. Equinor, une société énergétique norvégienne, étudie actuellement la possibilité de livrer du gaz naturel en Allemagne ou aux Pays-Bas, où il pourrait être transformé en hydrogène bleu. L'hydrogène irait ensuite dans une aciérie à Duisbourg, en Allemagne, et le dioxyde de carbone serait réexpédié pour être stocké sous le fond marin du plateau norvégien en mer du Nord (Equinor & OGE, 2019).

OMAN : Oman travaille à l'élaboration d'une stratégie nationale en matière d'hydrogène en vue de bâtir une société centrée sur l'hydrogène d'ici 2040. Il entend également devenir un exportateur à grande échelle d'hydrogène vert ou d'ammoniac vert. Le pays a déjà annoncé divers projets d'une puissance de plusieurs gigawatts, tirant tous parti des abondantes ressources solaires et éoliennes du gouvernorat d'Al Wusta et comptant sur le port de Duqm, sur la mer d'Oman, pour ses exportations. Le plus grand de ces projets sera alimenté par 25 GW d'énergie solaire et éolienne (Argus, 2021).

FÉDÉRATION DE RUSSIE : l'objectif de la Fédération de Russie est de devenir l'un des principaux exportateurs mondiaux d'hydrogène propre, surtout la variante bleue. Selon le Premier ministre Mikhaïl Michoustine, « l'énergie hydrogène réduira les risques de perdre des marchés énergétiques » (Gouvernement russe, 2021). D'ici 2030, la Fédération de Russie vise à représenter 20 % du marché mondial de l'hydrogène, ce qui est plus important que sa part actuelle du marché du gaz naturel (RIA Novosti, 2021). D'ici le milieu du siècle, elle prévoit d'exporter jusqu'à 50 millions de tonnes d'hydrogène, ce qui rapportera 23 à 100 milliards d'USD supplémentaires à son budget annuel (Patonia, 2021).



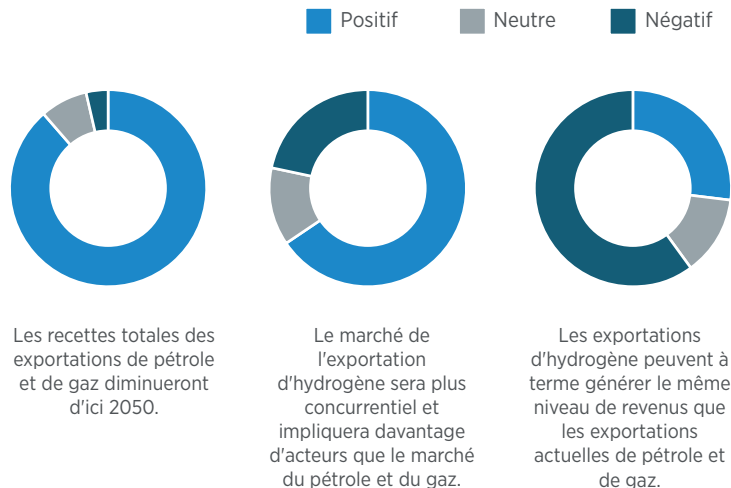
ARABIE SAOUDITE : le projet Helios Green Fuel a été annoncé en juillet 2020. Il s'agit d'une usine d'hydrogène vert et d'ammoniac vert de 5 milliards d'USD, entièrement alimentée par énergie solaire et éolienne. L'usine devrait commencer à fonctionner en 2025 dans la mégapole en projet de Neom, sur les rives de la mer Rouge, près des frontières de l'Arabie saoudite avec l'Égypte et la Jordanie (HELIOS, n.d.). Saudi Aramco, la compagnie pétrolière nationale, a acquis 70 % des parts de la Saudi Basic Industries Corporation, le troisième exportateur mondial d'ammoniac (Aramco, 2020a). Elle a livré pour la première fois de l'ammoniac bleu au Japon en septembre 2020, en vue d'une utilisation dans la production d'énergie (Aramco, 2020b). Le Ministre saoudien de l'Énergie, le prince Abdulaziz bin Salman, a déclaré lors d'un point de presse fin 2020 que son pays « ne laissera personne remettre en cause son statut de plus grand exportateur d'hydrogène sur terre » (Ratcliffe, El Wardany & Martin, 2020).

ÉMIRATS ARABES UNIS : la feuille de route pour l'hydrogène des Émirats arabes unis, publiée en novembre 2021, vise à faire du pays un leader dans les exportations d'hydrogène bleu et vert. L'ambition est de conquérir 25 % du marché mondial de l'hydrogène à faible teneur en carbone d'ici à 2030. Plus de sept projets sont déjà en cours de réalisation via les principales parties prenantes, dont l'Abu Dhabi Hydrogen Alliance, composée de l'Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), de l'investisseur public d'Abu Dhabi Mubadala et de la holding publique ADQ. L'ADNOC a conclu des partenariats avec des pays comme le Japon (ADNOC, 2021a), la Malaisie (ADNOC, 2021b) et la République de Corée (ADNOC, 2021c) afin d'étudier les possibilités de commerce de l'hydrogène, et a déjà vendu quatre cargaisons d'ammoniac bleu à titre d'essai (Emirates News Agency, 2021).



La production d'hydrogène bleu pourrait intéresser les pays disposant de réserves de gaz bon marché. Plusieurs exportateurs de pétrole et de gaz, dont l'Australie et certains des pays d'Afrique du Nord et du golfe Persique, ensoleillés et venteux, pourraient également devenir des producteurs compétitifs d'hydrogène vert. Les revenus totaux des exportations de pétrole et de gaz devraient chuter de manière significative d'ici 2050. Bien que le commerce transfrontalier de l'hydrogène soit en mesure de se développer considérablement, les experts doutent que les revenus générés soient aussi importants que ceux du pétrole et du gaz (Figure 3.8). L'hydrogène ne peut donc pas être considéré comme une nouvelle version zéro carbone du pétrole. Contrairement au pétrole et au gaz, l'hydrogène est un secteur de transformation et non d'extraction, ce qui limitera probablement les possibilités d'en tirer une rente économique (UCL, n.d.). Le secteur de l'hydrogène sera plus compétitif et impliquera davantage d'acteurs que celui du pétrole et du gaz. Avec la baisse des coûts de l'hydrogène vert, des participants nouveaux et diversifiés entreront sur les marchés de l'hydrogène.

Figure 3.8 Avis d'experts sur les revenus et la structure du marché de l'hydrogène de demain



Source : Enquête d'experts de l'IRENA (voir Encadré 2.2).

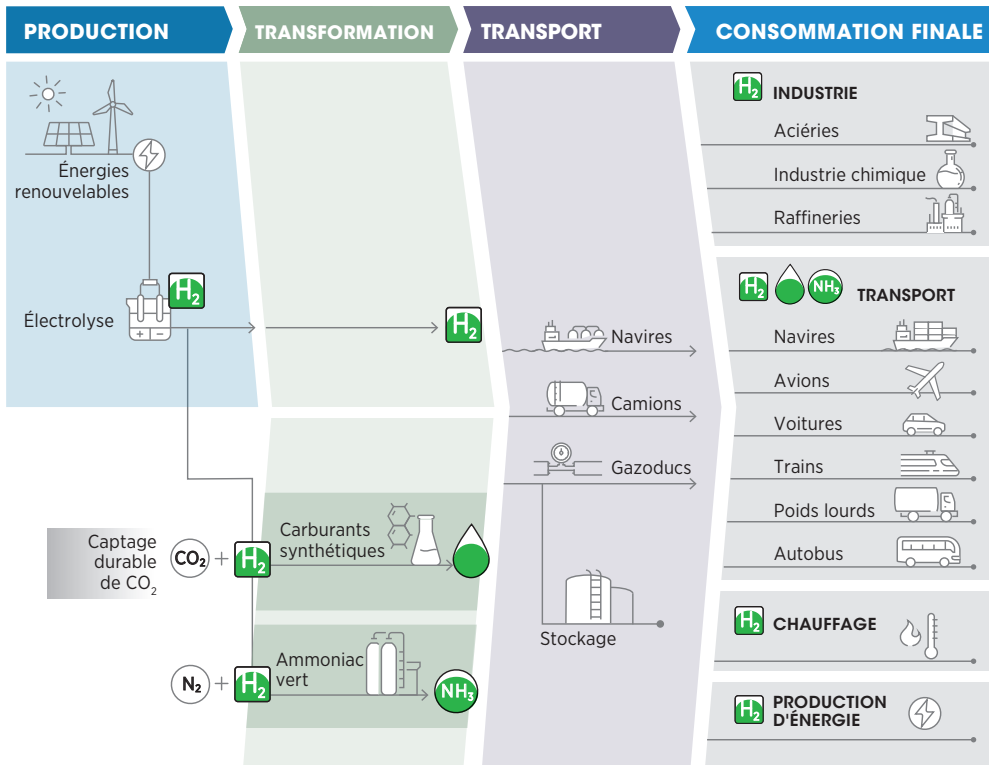


3.4 L'ÉMERGENCE DE NOUVEAUX LEADERS TECHNOLOGIQUES

Au cours des dernières années, les solutions zéro carbone se sont développées plus rapidement que prévu, laissant place à de nouvelles sources de création et de destruction de richesse (Systemiq, 2020). En prenant part à des chaînes de valeur des technologies énergétiques respectueuses du climat, comme l'hydrogène propre, il est possible de stimuler la compétitivité économique, la sécurité nationale et l'indépendance énergétique d'un pays.

Le leadership technologique peut être atteint autour de nombreux aspects de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Les pays qui aspirent à exporter de l'hydrogène ou des dérivés sont très divers sur le plan de l'appropriation des technologies, et ceci peut affecter leur capacité à influencer les normes et les cadres d'exploitation. L'Arabie saoudite, l'Australie et le Canada, par exemple, ont développé des centaines d'inventions entre 2010 et 2020 (INSPIRE, outil web de l'IRENA, 2021). La Colombie, l'Égypte, les Émirats arabes unis, le Maroc et Oman ont connu une activité bien moindre (avec trois brevets ou moins liés à l'hydrogène déposés par chacun de ces pays au cours de cette période). Dans chacun des segments de la chaîne de valeur, les pays pourraient jouer des rôles de premier plan de plusieurs manières (voir la Figure B.8 en annexe). Cette section se concentre sur l'innovation et la fabrication.

Figure 3.9 Possibilités de leadership technologique dans les chaînes de valeur de l'hydrogène vert



Source : IRENA (2020b).

Remarque : CO_2 = dioxyde de carbone ; N_2 = diazote.

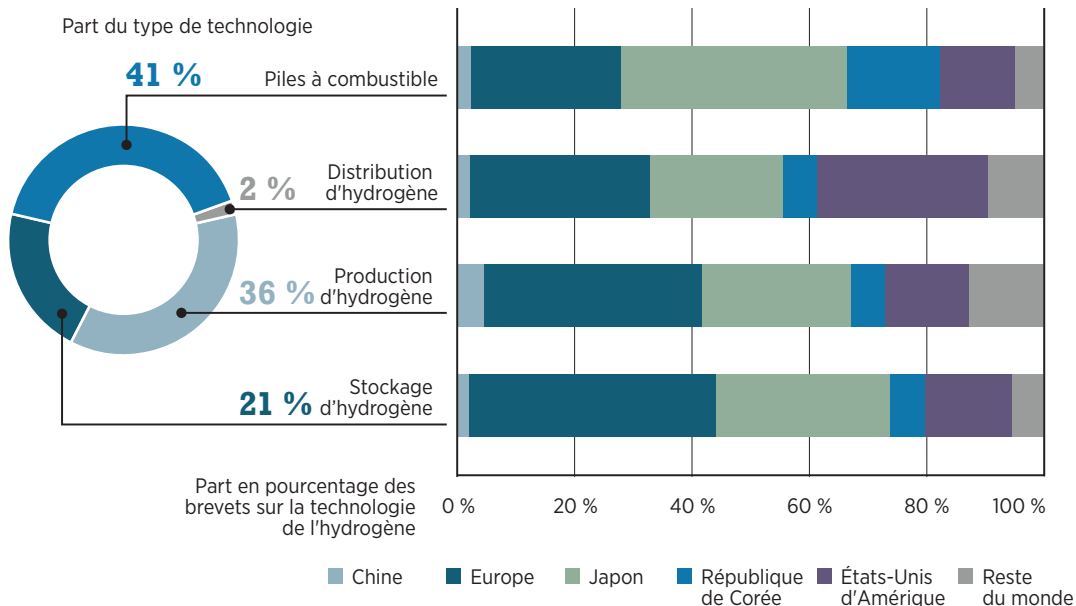
Leaders de l'innovation

Le panorama des technologies et des entreprises du secteur de l'hydrogène est encore en pleine évolution ; le regain d'intérêt pour les politiques publiques a stimulé l'innovation tout au long de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Pour évaluer la position des pays dans la course à l'innovation en matière d'hydrogène propre, il convient d'examiner deux paramètres : les dépenses en recherche et développement (R&D) et les brevets.

Les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) sont historiquement à l'origine de la majeure partie des dépenses mondiales de R&D dans le domaine de l'hydrogène, bien que la Chine soit en train de rapidement rattraper son retard, comme en témoigne la multiplication par six du montant consacré à celle-ci par le Gouvernement chinois en 2019 (AIE, 2021c). Le financement public de l'hydrogène a été réparti de manière relativement égale entre les piles à combustible et les autres applications (AIE, 2021c). Si la récente croissance de la R&D sur l'hydrogène se maintient, le soutien du gouvernement pourrait retrouver des niveaux jamais vus depuis la fin des années 2000.

Les pays de l'OCDE détiennent la grande majorité des brevets dans le domaine de l'hydrogène. Avec près de 40 % de tous les brevets, le Japon domine la recherche sur les piles à combustible ; l'Europe est quant à elle en tête pour la production d'hydrogène (principalement les électrolyseurs) et les technologies de stockage (Figure 3.10). Les piles à combustible représentent environ 41 % de tous les brevets en lien avec l'hydrogène, mais la croissance la plus rapide de ces dernières années a été enregistrée dans d'autres domaines, notamment la production et le stockage. Les avantages, tels que la valeur ajoutée nationale, dépendront de la concentration de la propriété intellectuelle.

Figure 3.10 Répartition géographique des familles de brevets concernant l'hydrogène, 2010-2020



Source : INSPIRE, outil web de l'IRENA.

Remarque : les données sur les brevets pour 2020 ne sont pas complètes, en raison de la confidentialité lors de la phase initiale du processus de brevetage. L'analyse se concentre sur les cinq principaux acteurs et leurs offices de brevets. Les demandes de brevet déposées auprès de l'Organisation mondiale de la propriété intellectuelle sont attribuées à l'office récepteur correspondant. Des parts égales sont attribuées aux demandeurs et aux offices de brevets dans la famille de brevets. La technologie de l'hydrogène est définie sur la base des codes de sous-catégorie de brevet de la Classification coopérative des brevets qui concernent le développement de technologies génériques pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la production, au transport ou à la distribution d'énergie, dans la mesure où l'hydrogène est spécifiquement mentionné (Y02E60/34 Distribution, Y02E60/50 Piles à combustible, Y02E60/36 Production et Y02E60/32 Stockage).

L'examen des régions où les inventions liées à l'hydrogène sont protégées peut donner une idée de l'endroit où les chefs de file technologiques envisagent la commercialisation (Figure 3.11). En 2010-2020, l'Europe et les États-Unis d'Amérique étaient les deux zones géographiques où les inventions étaient hautement protégées. La plupart des inventions européennes (60 %) sont protégées sur le marché européen ; le reste est protégé dans d'autres zones, notamment aux États-Unis d'Amérique, où les inventions européennes représentent environ 20 % de tous les brevets. Bien que le Japon ait conçu le plus grand nombre d'inventions (36 % du total), dans le pays, très peu sont brevetées à l'étranger, ce qui indique une capacité technologique élevée, mais moins de débouchés. Le nombre croissant de partenariats technologiques internationaux pourrait permettre au Japon de devenir un chef de file technologique, même s'il est un importateur net d'hydrogène.

La Chine se situe à l'opposé du spectre : plus de 90 % des inventions protégées par l'administration nationale chinoise de la propriété intellectuelle proviennent de l'étranger. Au cours de la dernière décennie, la Chine est demeurée un marché attractif en tant que centre de fabrication, une tendance qui pourrait se poursuivre.

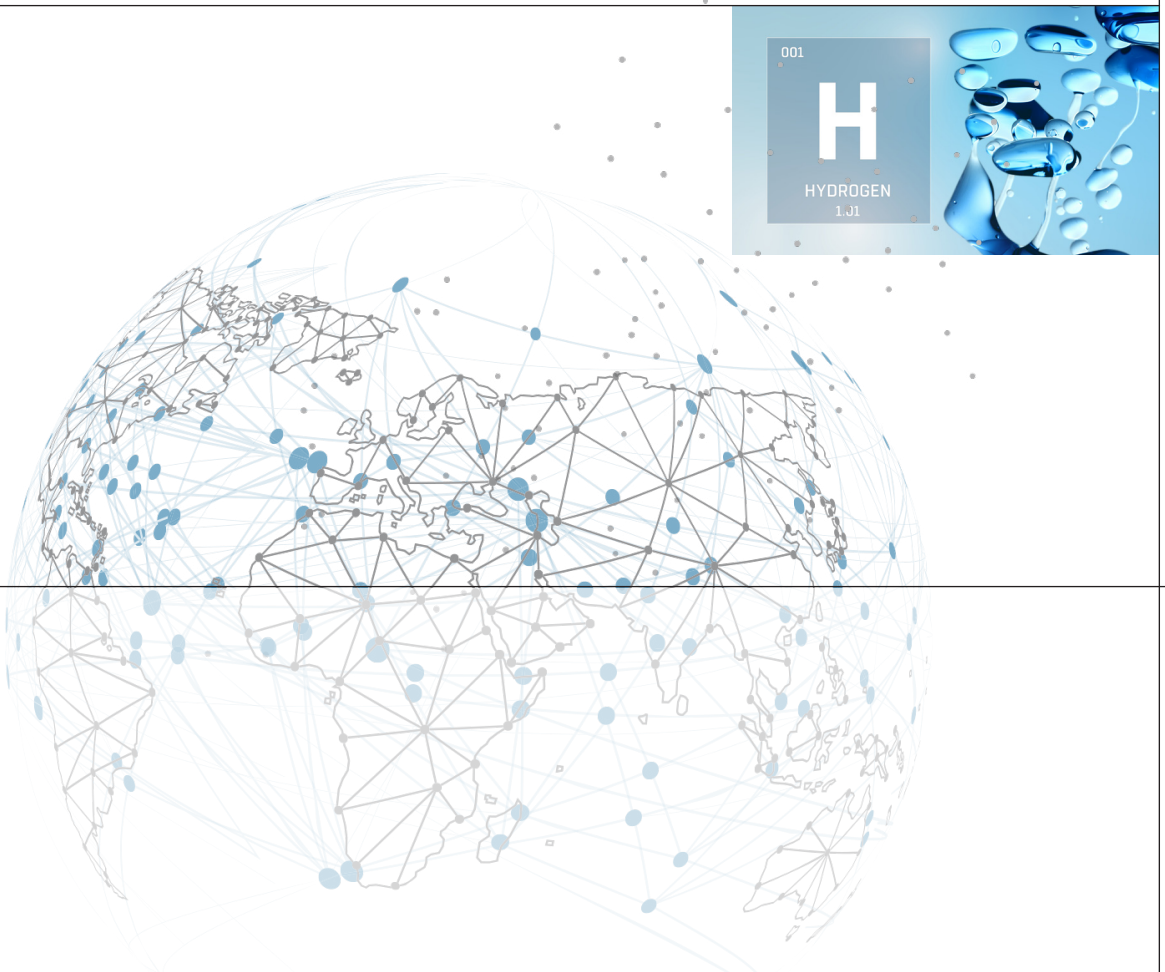
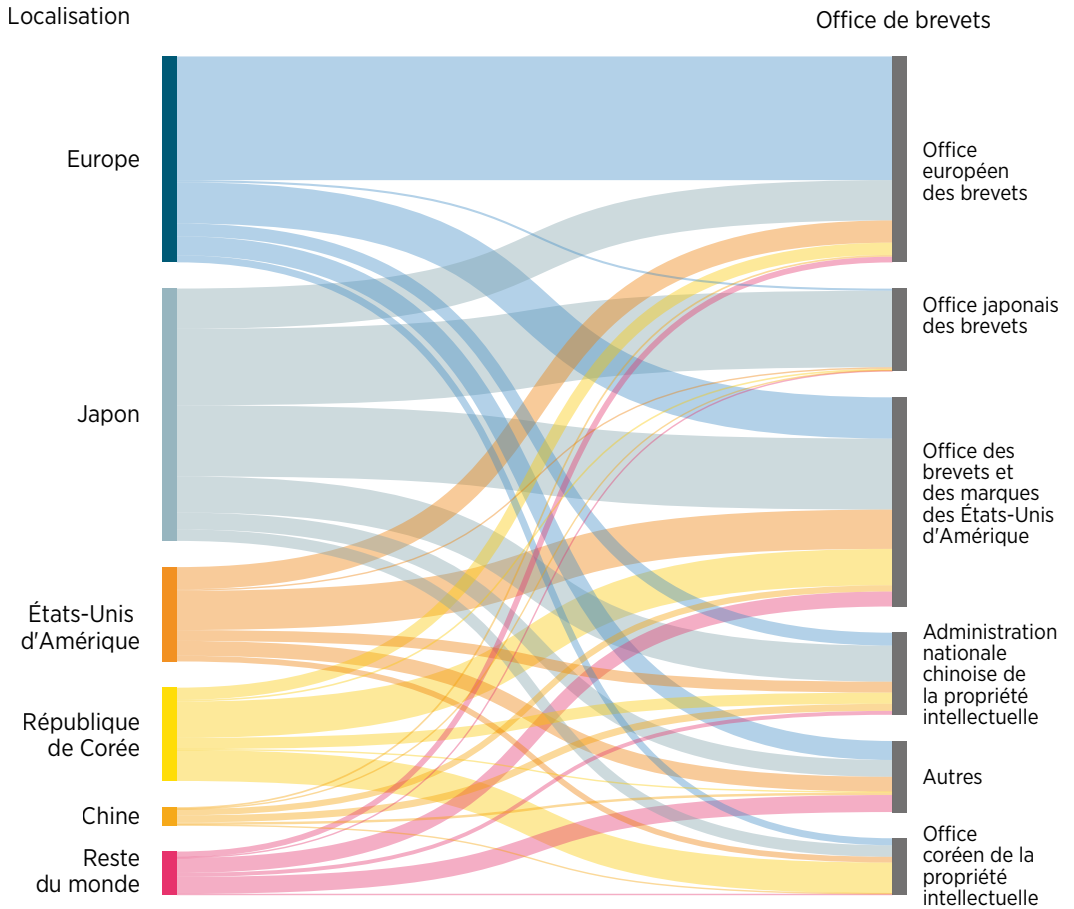


Figure 3.11 Flux d'inventions dans la technologie de l'hydrogène, 2010-2020

Source : [INSPIRE, outil web de l'IRENA](#).

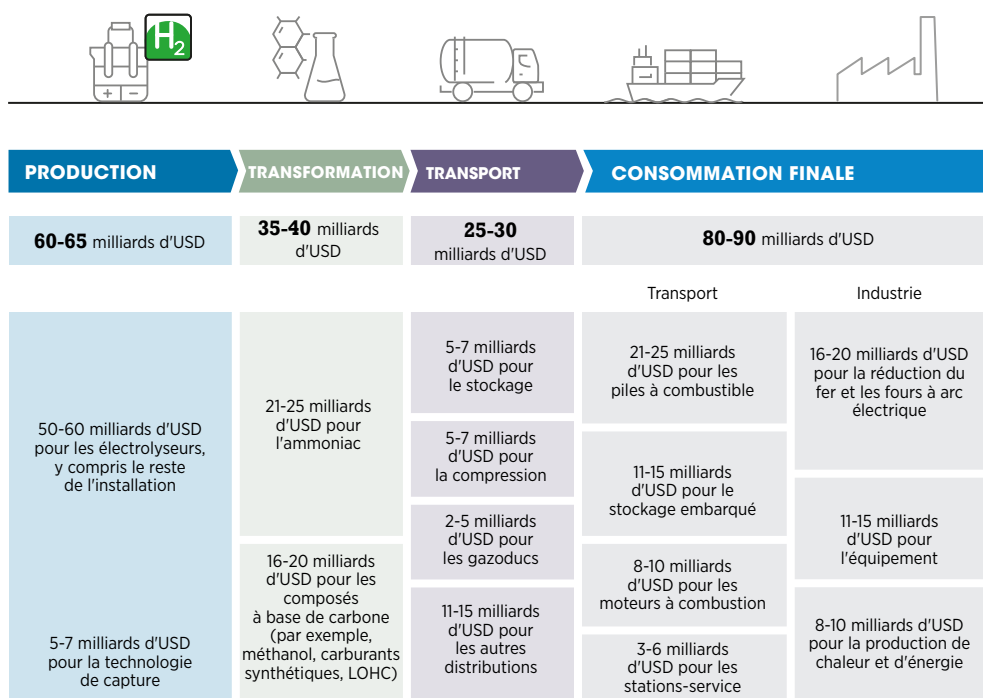
Flux d'inventions du pays développant des technologies liées à l'hydrogène (à gauche) vers le marché où elles sont protégées (à droite).

Plus d'informations disponibles sur : https://public.tableau.com/app/profile/irena.resource/viz/IRENA_INSPIRE_Hydrogen_Patents/HydrogenTech

Fabrication d'équipements

Le marché émergent des équipements liés à l'hydrogène est très complexe et fragmenté. Un examen complet de toutes les technologies concernées dépasse le cadre du présent rapport. Cette section se concentre donc sur deux éléments essentiels de la chaîne de valeur de l'hydrogène : les électrolyseurs et les piles à combustible. Ce sont eux qui offrent aux pays et aux entreprises les meilleures possibilités de créer de la valeur dans les années et les décennies à venir et de s'imposer comme leaders du secteur. Les estimations font état d'un marché potentiel de 50 à 60 milliards d'USD pour les électrolyseurs, et de 21 à 25 milliards d'USD pour les piles à combustible d'ici le milieu du siècle (Figure 3.12). Ces technologies sont plus abouties que celles des autres parties de la chaîne de valeur. Selon l'enquête menée par les experts de l'IRENA, aucun autre aspect de la chaîne de valeur de l'hydrogène n'a été considéré comme étant aussi stratégique que les électrolyseurs, tandis que les piles à combustible ont été considérées comme étant essentielles pour le leadership technologique (voir annexe).

Figure 3.12 Estimation du potentiel de marché pour les équipements et les composants du secteur de l'hydrogène, 2050



Source : Ludwig *et al.* (2021).








Remarque : LOHC = Liquides organiques porteurs d'hydrogène.

Électrolyseurs

Les électrolyseurs sont utilisés depuis des décennies. Plusieurs électrolyseurs à eau alcaline d'une capacité de plus de 100 mégawatts (MW) ont été construits au cours du XX^e siècle (tableau 3.1), souvent à proximité de barrages hydroélectriques capables de fournir de l'électricité bon marché. L'hydrogène renouvelable était principalement utilisé pour produire des engrais. En fait, jusque dans les années 1960, la plupart des engrais vendus en Europe provenaient de l'électrolyse et de la production d'ammoniac issu d'énergie hydroélectrique réalisées à Rjukan et Vemork, en Norvège (Philibert, 2017). L'électrolyse était donc cruciale pour la production alimentaire¹⁸.

18 À la veille de la Seconde Guerre mondiale, l'électrolyse allait également revêtir une grande importance militaire. L'usine de Rjukan a été le premier site à produire de l'eau lourde (deutérium) en quantités industrielles dans les années 1930, en tant que sous-produit de l'électrolyse de l'eau. Comme le deutérium pouvait être utilisé pour développer des armes nucléaires, le site est devenu un point stratégique pendant la Seconde Guerre mondiale.

Tableau 3.1 Exemples historiques d'usines de production d'hydrogène par électrolyse à grande échelle

Emplacement de l'usine (pays, ville)	Capacité (MW)	Année de mise en service
 Norvège (Rjukan)	165	1929
 Canada (Trail)	90	1939
 Norvège (Glomfjord)	160	1953
 Inde (Nangal)	125	1958
 Pérou (Cuzco)	25	1958
 Égypte (Assouan)	160	1960
 Zimbabwe (Que Que)	95	1974

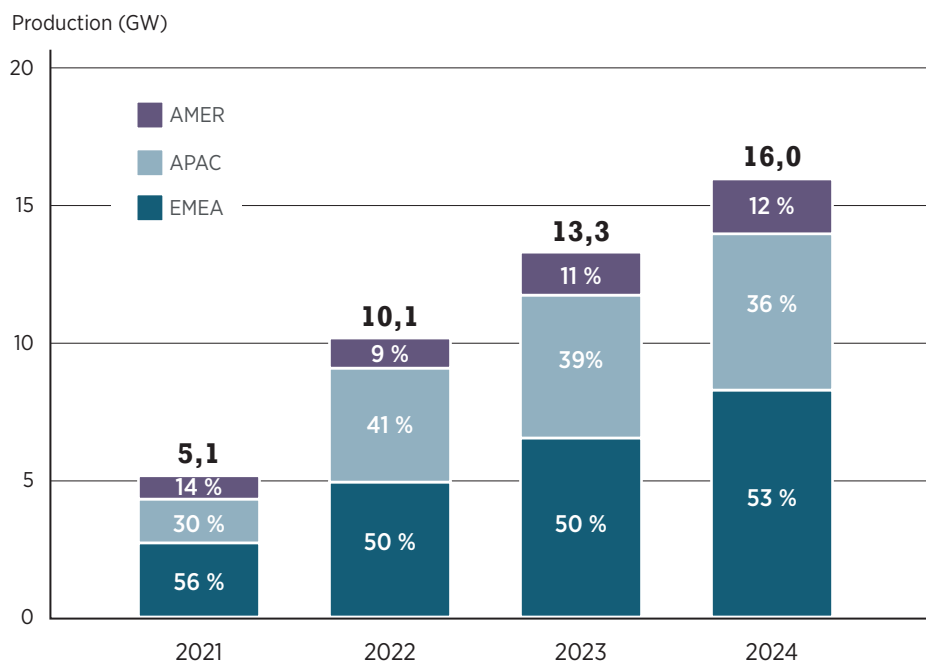
Source : Smolinka, Günther et Garche (2011) ; Godula-Jopek (2015).

Remarque : toutes ces usines, à l'exception de celle du Pérou, ont été fermées ou sont passées aux combustibles fossiles.

Malgré plus de 100 ans d'expérience dans les systèmes d'électrolyse de l'eau et des milliers d'installations dans le monde, en 2014, le secteur était présenté comme de faible envergure et fragmenté (FCH JU, 2014). Malgré une technologie aboutie, la production d'hydrogène électrolytique n'était pas en mesure de concurrencer les combustibles fossiles (Godula-Jopek, 2015).

Mais les possibilités offertes par la baisse du coût de l'électricité renouvelable et la nécessité de réduire les émissions mondiales à zéro net favorisent aujourd'hui la renaissance du secteur des électrolyseurs. En 2018, la capacité mondiale annuelle de fabrication d'électrolyseurs était d'environ 135 MW (IRENA, 2020a). Elle devrait atteindre 16 GW d'ici 2024 (Figure 3.13). Plusieurs gigafactories (usines dotées d'une capacité de production de l'ordre du gigawatt) ont été annoncées pour la production à grande échelle d'électrolyseurs, notamment en Australie, en Espagne, en France, en Inde, en Italie, en Norvège et au Royaume-Uni (IRENA, 2021b ; Bullard, 2021 ; Brisbane Times, 2021 ; La Repubblica, 2021). Les projets de cette ampleur devraient permettre de réduire considérablement le coût de l'hydrogène électrolytique grâce aux économies d'échelle dues à la fabrication de masse et à l'automatisation complète des chaînes de production.

Figure 3.13 Estimation de la capacité mondiale de fabrication d'électrolyseurs 2021-2024, sur la base des plans d'investissement



Source : BloombergNEF (2021b).

Remarque : AMER = Amériques ; APAC = Asie-Pacifique ; EMEA = Europe, Moyen-Orient et Afrique.

L'Europe a traditionnellement occupé une position forte dans le secteur de la fabrication d'électrolyseurs. Aujourd'hui encore, près de la moitié de tous les fabricants d'électrolyseurs se trouvent en Europe, et leurs fournisseurs de composants sont pour la plupart européens (Fraunhofer ISE, 2020). D'après les plans d'investissement annoncés, l'Europe, le Moyen-Orient et l'Afrique (EMEA) devraient représenter la moitié de la capacité de fabrication d'électrolyseurs dans les années à venir (voir figure 3.13)¹⁹. La stratégie européenne en matière d'hydrogène vise explicitement à maintenir les atouts compétitifs de la région pour ce qui est de la fabrication d'électrolyseurs²⁰. L'Europe souhaite par-dessus tout éviter que son secteur de l'hydrogène naissant ne suive le chemin du secteur photovoltaïque du continent, sur lequel l'Europe, et en particulier l'Allemagne, occupait autrefois une position très forte, mais qui s'est effondrée face aux plus bas prix des modules solaires chinois (Amelang, 2020).

Bien que l'Europe dispose d'une capacité de production plus importante, la Chine est le leader des exportations d'électrolyseurs (BloombergNEF, 2021b). En outre, les électrolyseurs chinois sont beaucoup moins chers que leurs homologues européens. Les fabricants chinois seraient en mesure de produire des électrolyseurs alcalins standard pour 300 USD/kilowatt, soit 75 % de moins que les équipements occidentaux du même type (BloombergNEF, 2021b). Plusieurs entreprises, occidentales pour la plupart, investissent dans des technologies plus innovantes, comme les électrolyseurs alcalins à membrane échangeuse de protons, à oxyde solide et sous pression. Bien que plus coûteuses, ces technologies offrent certains avantages. Les électrolyseurs à membrane échangeuse de protons, par exemple, sont plus compacts et mieux adaptés pour fonctionner avec une production d'électricité renouvelable variable que le type alcalin standard²¹.

Des entreprises en Chine, en Europe et au Japon ont pris une avance considérable dans la production et la vente d'électrolyseurs, mais le marché est encore émergent et relativement restreint. À mesure que les usines de production d'hydrogène passent de l'échelle du mégawatt à celle du gigawatt pour répondre à l'essor attendu de la demande en hydrogène propre, les parts de marché pourraient changer rapidement. L'innovation et les technologies émergentes ont également le potentiel de remodeler le marché des électrolyseurs et le paysage manufacturier actuel.



19 L'Europe possède de loin la plus grande capacité de fabrication dans cette catégorie. Selon une autre estimation, la capacité de production d'électrolyseurs du continent atteindra environ 18 GW en 2025 (Gas for Climate, 2021b).

20 La stratégie de l'Union européenne en matière d'hydrogène souligne que la préférence de l'Europe pour l'hydrogène renouvelable « s'appuie sur la puissance industrielle européenne dans la production d'électrolyseurs » et que « l'Europe est très compétitive dans la fabrication de technologies d'hydrogène propre et bien placée pour bénéficier d'un développement mondial de l'hydrogène propre en tant que vecteur énergétique » (Commission européenne, 2020a).

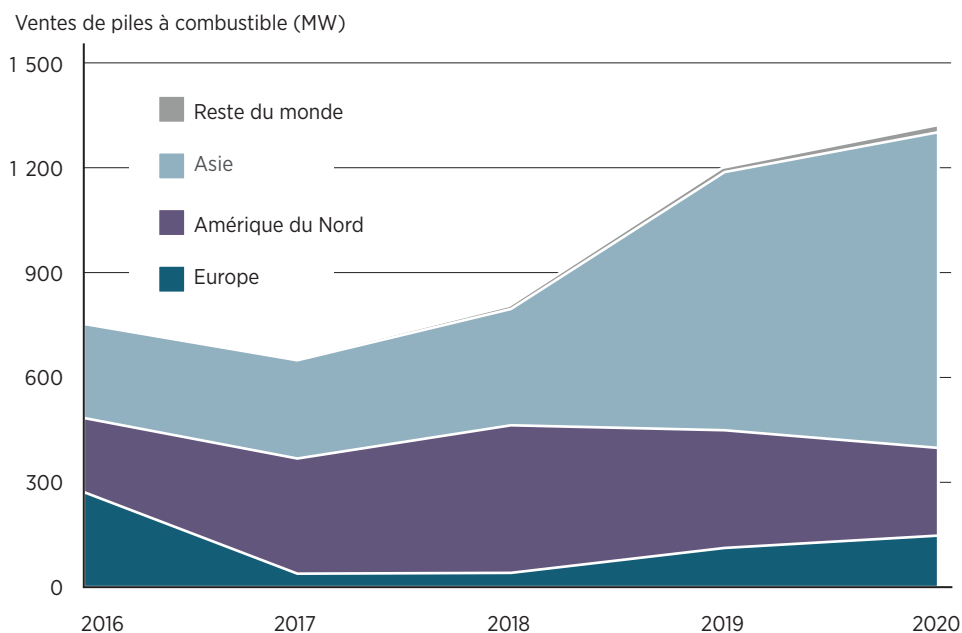
21 Ces différences seront probablement insignifiantes pour les grands projets ou pourront être surmontées grâce à des solutions d'ingénierie et des batteries (Wang, 2021).

Piles à combustible

Les piles à combustible sont des dispositifs qui transforment l'hydrogène en électricité par voie électrochimique. Ce sont essentiellement des électrolyseurs fonctionnant de manière inversée : au lieu d'utiliser de l'eau et de l'électricité pour fabriquer de l'hydrogène, elles produisent de l'électricité et de l'eau à partir de l'hydrogène et de l'air²². Les piles à combustible peuvent être déployées dans des applications stationnaires (dans les grandes centrales électriques, par exemple) ; elles peuvent également être utilisées dans des applications de transport, notamment des voitures, des camions, des autobus, des chariots élévateurs, des ferries, des navires et des avions électriques à pile à combustible.

Historiquement, la plupart des politiques de soutien à l'hydrogène sont allées aux véhicules électriques à pile à combustible et aux stations de ravitaillement en hydrogène (IRENA, 2020b). Le coût des piles à combustible automobiles a baissé d'environ 70 % entre 2008 et 2020 (Kleen & Padgett, 2021), et de nouvelles baisses des coûts devraient se dessiner si la production s'intensifie. Les expéditions mondiales de piles à combustible ont toutefois augmenté à un rythme relativement modeste. En 2020, 1,3 GW de piles à combustible a été vendu dans le monde. La majeure partie de la capacité s'est destinée aux voitures, aux autobus et aux camions en Asie (Figure 3.14) ; quelque 8 000 véhicules à pile à combustible ont été vendus en 2020 (E4Tech, 2021). Bien qu'il s'agisse du nombre le plus élevé jamais enregistré, ce chiffre est dérisoire par rapport aux 3 millions de voitures électriques vendues dans le monde la même année (AIE, 2021e).

Figure 3.14 Ventes de piles à combustible, par région d'adoption 2016-2020



Source : E4Tech (2021).

²² Un type d'électrolyseur, la cellule électrolytique à oxyde solide, est fondamentalement la pile à combustible à oxyde solide correspondante qui fonctionne en sens inverse.

Plusieurs pays poursuivent néanmoins leurs efforts en faveur des piles à combustible dans de nombreux secteurs de consommation finale. La Chine vise à mettre en service 1 million de véhicules électriques à pile à combustible d'ici 2030 ; le Japon a installé 400 000 systèmes résidentiels de piles à combustible, l'objectif étant d'en implanter 5,3 millions d'ici 2030 ; la République de Corée a pour objectif de fabriquer 15 GW de piles à combustible pour la production d'énergie d'ici 2040 (dont 7 GW destinés à l'exportation) ; en Europe, une coalition d'entreprises s'est engagée à déployer jusqu'à 100 000 poids lourds à pile à hydrogène d'ici 2030. La Californie a pour objectif officiel de mettre en place 200 stations de ravitaillement en hydrogène d'ici 2025 (CARB, 2019), et des documents de vision prévoient jusqu'à 1 000 stations de ce type desservant 1 million de véhicules à pile à combustible d'ici 2030 (CACFP, 2018).

Par rapport aux électrolyseurs, le rôle des piles à combustible dans la transition énergétique ne cesse d'évoluer. L'innovation dans ce domaine pourrait bouleverser les marchés et déplacer l'attention dans les années à venir. Dans tous les cas, la taille globale du marché sera probablement inférieure à celle des électrolyseurs.





© Nguyen Quang Ngoc Tonkin/shutterstock.com



3.5 DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL DANS LES PAYS RICHES EN ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pendant des siècles, l'accès à l'énergie a été l'un des principaux facteurs qui ont déterminé la localisation de l'activité industrielle. De la dynastie des Song en Chine au XII^e siècle à l'Angleterre de la révolution industrielle, en passant par le Haut-Midwest des États-Unis d'Amérique au XX^e siècle, les industries sidérurgiques ont émergé dans des lieux disposant d'un accès au charbon et au minerai de fer (Lovins, 2021b). Le charbon est encombrant, lourd et coûteux à transporter. Il était par conséquent plus efficace de produire de l'acier sur les sites de gisements de charbon, puis de transporter cet acier, que de transporter le charbon jusqu'au site de production de l'acier (McWilliams & Zachmann, 2021).

Les zones riches en charbon ont souvent attiré des industries plus importantes. Dans les années 1770, Adam Smith observait, dans *La Richesse des nations*, que « dans toute la Grande-Bretagne, les industriels se sont principalement cantonnés aux régions houillères » (Smith, 1776). Un historien de l'économie a fait remarquer que « la carte de la révolution industrielle britannique, c'est bien connu, est tout simplement celle des bassins houillers » (Pollard, 1981). Seule la baisse massive des coûts de transport de marchandises depuis le XIX^e siècle a permis aux sites industriels de s'affranchir de la proximité des ressources naturelles, un phénomène décrit comme « l'abolition de la distance » (Glaeser & Kohlhase, 2004).

La transition énergétique mondiale est appelée à modifier les sources de captage, de transformation et de distribution de l'énergie. Dans un avenir sans émissions, l'accès à l'énergie sera déterminé en grande partie par les sources renouvelables d'électricité et les combustibles dérivés de cet apport (hydrogène, ammoniac, etc.). La question de savoir si cette évolution s'accompagnera d'une relocalisation générale de l'industrie vers des zones riches en énergies renouvelables dépend de trois facteurs clés : les différences de coût de l'énergie renouvelable en fonction du lieu, le coût du transport de l'énergie et la capacité d'adaptation des installations et agglomérations industrielles existantes (McWilliams & Zachmann, 2021).

Le choix du lieu de production industrielle dépend de nombreux facteurs comme le capital humain, les infrastructures et le coût de la main-d'œuvre, mais le coût de l'énergie peut jouer un rôle décisif. Pour les industries à forte intensité énergétique telles que le fer, l'acier, les produits chimiques, la pétrochimie, les métaux non ferreux et les matériaux céramiques, le coût des intrants de l'énergie et des matières premières fossiles représente une part importante des coûts de production totaux (Moya Rivera & Boulamanti, 2016). À mesure que de plus en plus de pays s'engageront dans des économies sans émissions et imposeront des politiques de réduction des émissions de carbone telles que la tarification du carbone, le coût des intrants des combustibles fossiles augmentera encore plus. Par conséquent, bon nombre de ces industries devront envisager de recourir à des énergies propres et peu coûteuses pour rester compétitives.

Bien que le coût des énergies renouvelables soit en baisse dans le monde entier, des différences notables subsistent entre les pays et les régions. À titre d'exemple, de nombreux pays en développement situés sous les tropiques bénéficient d'un avantage concurrentiel naturel en matière d'énergie solaire²³. D'une région à l'autre, les coûts d'investissement peuvent varier du simple au triple, tandis que le coût du capital peut être multiplié par plus de six. Par conséquent, certains pays bénéficient déjà d'un avantage de coût de trois pour un pour l'utilisation des technologies solaires, et ce rapport pourrait être bien plus élevé pour les meilleurs emplacements²⁴. Le coût du transport des énergies renouvelables, que ce soit sous forme d'électricité ou d'hydrogène, reste relativement élevé. Le moyen le moins cher de transporter l'énergie est de la véhiculer dans des matériaux et des produits. Ainsi, les potentialités en matière d'énergies renouvelables confèrent aux régions disposant d'un excédent de ces ressources un avantage concurrentiel important, qui leur permet de devenir des sites d'industrialisation verte.

La relocalisation de l'industrie est judicieuse lorsque la réduction des coûts énergétiques dépasse le surcoût du transport. La relocalisation peut s'avérer avantageuse pour des produits tels que l'aluminium, l'ammoniac, le fer, le kérosène et le méthanol (Tableau 3.2).

23 Il n'existe pas de définition universellement acceptée des « pays en développement ». Dans le présent rapport, il s'agit des pays que la Banque mondiale définit comme des pays à revenu faible ou intermédiaire.

24 Le calcul est basé sur le coût normalisé de l'électricité solaire photovoltaïque du secteur commercial de 0,055 USD/kilowattheure en Inde et de 0,190 USD/kilowattheure dans le Massachusetts (États-Unis d'Amérique) en 2020 (IRENA, 2021c).

Tableau 3.2 Les aspects économiques du choix de l'implantation industrielle

	Production mondiale, 2021 (Mt/an)	Prix du produit (USD/t)	Prix produit vert 2030 (USD/t)	Coût de transport (indicatif) (USD/t)	Avantages énergétiques de la relocalisation (USD/t)
Aluminium primaire	65	2 500	2 500	70-100	425
Ammoniac	200	250-400	600	100	340
Ciment	2 900	20	100	50	20
Fer	1 389	300-500	400-600	15-50	115
Carburéacteurs	250	300-500	1 000	50	600
Méthanol	100	410-520	600	100	375
Hydrogène	120	800	1 500	1 500	1 500

Source : Gielen *et al.* (2021).

Remarque : les avantages en termes de coûts énergétiques ont été calculés en multipliant l'intensité énergétique par les économies de coûts par unité d'énergie. Les données sur les coûts de transport proviennent d'études de marché récentes. Les chiffres sont indicatifs. Ils ont tendance à fluctuer en fonction de l'offre et de la demande. Le bénéfice en termes de coûts énergétiques est de 0,03 USD/kilowattheure pour l'électricité, de 5 USD/gigajoule pour l'énergie thermique et de 1,5 USD/kg pour l'hydrogène. t = tonne.



Il existe de nombreux exemples de relocalisations industrielles qui reposent sur l'accès à une énergie bon marché. À la suite des crises pétrolières des années 1970, le Japon a progressivement éliminé les fonderies d'aluminium pour se tourner vers les importations. Ce type d'installations est généralement situé à proximité de barrages hydroélectriques offrant de gros volumes d'électricité à faible coût, dans des pays aussi divers que le Canada, l'Islande, le Mozambique, la Norvège, la Fédération de Russie, le Suriname, le Tadjikistan et la République bolivarienne du Venezuela. Des usines d'ammoniac ont été implantées à proximité de sources de gaz naturel à bas coût, en Norvège, au Moyen-Orient et en Fédération de Russie, par exemple. Et des usines d'ammoniac renouvelable sont prévues dans des lieux où la production éolienne et solaire est très peu coûteuse, notamment dans des zones reculées d'Arabie saoudite, d'Australie, du Chili et d'Oman (Gielen *et al.*, 2021).

Il va de soi que les choix de localisation ne se font pas sur une carte vierge et qu'ils ne dépendent pas uniquement d'une énergie bon marché. Les centres industriels et les agglomérations existants risquent de se montrer réfractaires au changement et aux nouvelles habitudes. Ainsi, la plupart des usines sidérurgiques à faibles émissions de carbone en Europe sont situées dans des pôles industriels existants (McWilliams et Zachmann, 2021). En outre, les pays voudront conserver leur base industrielle tout en cherchant des moyens de décarboniser les industries polluantes.

L'implantation de nouvelles installations de production dans les pays riches en énergies renouvelables n'implique pas nécessairement la fermeture d'usines dans d'autres pays. Au contraire, de très nombreux secteurs offrent des possibilités de croissance. D'ici 2050, la demande mondiale prévue en acier, soit environ 200 millions de tonnes par an, ne pourra pas être satisfaite par la modernisation des sites de production existants (Bataille *et al.*, 2021). De nouvelles possibilités d'implantation d'installations de production propres supplémentaires se présenteront dans les pays qui disposent de minerai de fer et d'énergies renouvelables bon marché²⁵.

En outre, certains pays n'ayant pas accès aux énergies renouvelables bon marché pourront conserver des industries en aval, tout comme les pays sans pétrole peuvent avoir d'importantes industries pétrochimiques. Mais certains secteurs à forte intensité énergétique pourraient se délocaliser vers des pays disposant d'excédents d'énergies renouvelables à bas prix, pour exporter des produits de base ou des produits semi-finis (fer à réduction directe, etc.) destinés à être finis dans d'autres pays. Ainsi, l'Australie exporte actuellement du minerai de fer vers les hauts fourneaux alimentés au charbon de la Chine, qui produisent la moitié de l'acier mondial (Lovins, 2021b). Compte tenu du potentiel considérable de l'Australie en matière d'énergies renouvelables, il est facile d'imaginer que ce pays puisse passer de l'exportation de coke et de minerai de fer à l'exportation de fer directement réduit à base d'hydrogène renouvelable (Gielen *et al.*, 2020).

25 La fabrication d'acier à partir d'hydrogène nécessite comme matière première des granulés de minerai de fer de haute qualité. La production de minerai à haute teneur est actuellement limitée, principalement en Amérique, en Europe et au Moyen-Orient, bien que le Brésil, l'Inde, la Fédération de Russie et l'Afrique du Sud disposent tous de réserves de bonne qualité. L'Australie, plus gros producteur de minerai de fer au monde, produit actuellement des minerais de qualité inférieure. Les producteurs australiens de minerai de fer devront raffiner leur produit pour qu'il convienne à la fabrication d'acier à partir d'hydrogène, ce qui pourrait augmenter les coûts de production (BloombergNEF, 2021c).

CHAPITRE 4

COMMERCE, SÉCURITÉ ET INTERDÉPENDANCE

À mesure que l'hydrogène se commercialise à l'échelle internationale, le secteur de l'hydrogène va attirer des investissements internationaux de plus en plus élevés. Ces nouveaux flux de commerce et d'investissement s'accompagneront de modèles d'interdépendance mondiale distincts des relations énergétiques du XX^e siècle qui découlaient des hydrocarbures. Cela bouleversera la géographie du commerce de l'énergie. Les pays qui n'avaient jamais échangé d'énergie pourront établir des relations énergétiques bilatérales centrées sur les technologies et les molécules liées à l'hydrogène. Les relations économiques entre les pays évoluent, tout comme leurs relations politiques. L'avènement d'un marché international de l'hydrogène pourrait bien remodeler la politique étrangère et entraîner des changements dans les relations et les alliances bilatérales (Figure 4.1).



04

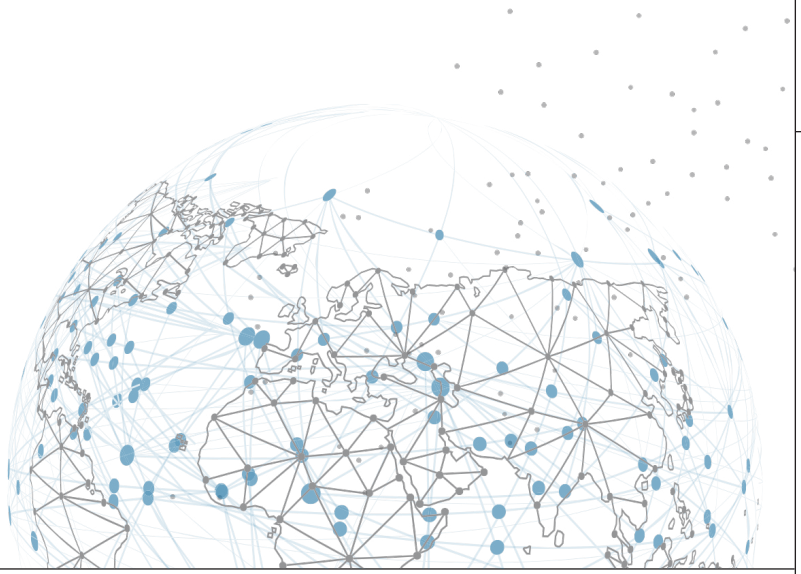
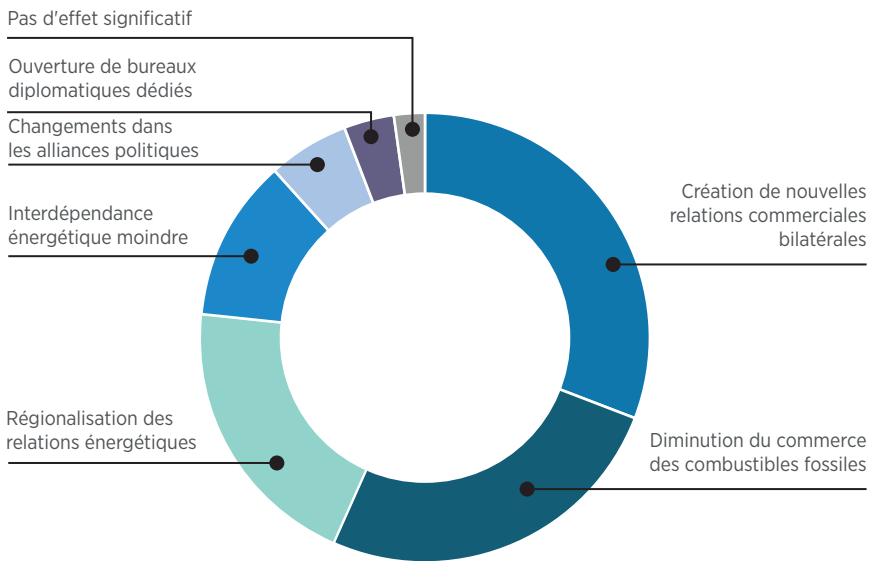


Figure 4.1 Le point de vue des membres de l'IRENA sur les implications de l'hydrogène en matière de politique étrangère d'ici 2030



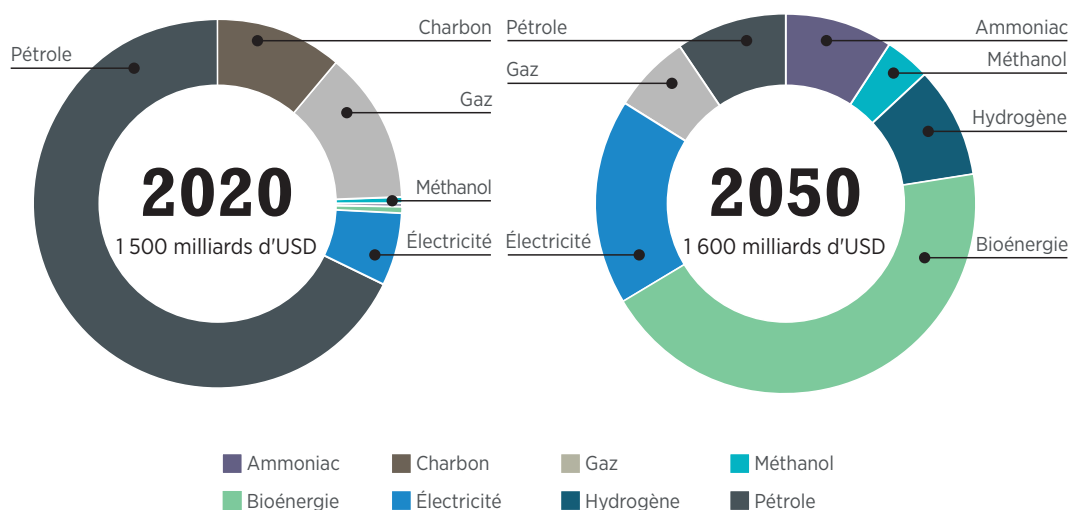
Source : enquête auprès des membres de l'IRENA, 2021 (voir Encadré 2.2).

Les personnes interrogées pouvaient sélectionner plusieurs options. Le graphique illustre la répartition des réponses parmi les votes exprimés.

4.1 UNE NOUVELLE GÉOGRAPHIE DES ÉCHANGES COMMERCIAUX

Les effets de l'hydrogène propre sur le commerce mondial de l'énergie doivent être évalués dans le contexte plus large de la transformation énergétique. Le passage des combustibles fossiles aux énergies renouvelables va profondément modifier la nature et la géographie du commerce de l'énergie. Le commerce des ressources énergétiques se transformera progressivement en commerce des technologies énergétiques et des composants et matières premières liées (IRENA, 2019a). En conséquence, la valeur²⁶ des échanges de combustibles fossiles diminuera et celle de l'électricité, de l'hydrogène et des combustibles riches en hydrogène augmentera (Figure 4.2).

Figure 4.2 Évolution de la valeur commerciale de produits énergétiques, 2020 à 2050



26 Cette valeur inclut également les effets sociaux, politiques et géostratégiques, entre autres.



Les relations énergétiques seront probablement régionalisées, transformant ainsi la carte géopolitique. Les énergies renouvelables pourraient être déployées dans tous les pays et l'électricité qu'elles produisent exportée vers les pays voisins à travers les réseaux de transport. En outre, l'hydrogène propre pourrait faciliter le transport d'énergies renouvelables sur de longues distances par gazoducs et navires gaziers, ce qui permettrait de libérer des ressources renouvelables jusqu'alors inexploitées dans des endroits reculés. Toutefois, les coûts du transport pourraient faire émerger un double marché pour l'hydrogène : un marché régional, à travers des gazoducs, et un marché mondial pour l'ammoniac, le méthanol et d'autres combustibles liquides. En d'autres termes, l'hydrogène pourrait bien finir par être commercialisé sur un marché plus diversifié et plus régionalisé que ceux du pétrole et du gaz.

L'utilisation actuelle de l'hydrogène est concentrée dans les littoraux industrialisés, où sont implantées de nombreuses raffineries et installations chimiques dans le monde entier. Ces ports constituent des plateformes idéales pour tirer parti de la montée en puissance de l'hydrogène propre. Avec le temps, ils pourraient se muer en pôles d'import-export ou de stockage des carburants de soute pour le secteur maritime. Ces ports, entre autres zones où se concentrent les activités de la chaîne de valeur de l'hydrogène (parfois appelées « Hydrogen Valleys »), pourraient, à un stade ultérieur, s'interconnecter grâce aux lignes de transport d'hydrogène, et même devenir les centres névralgiques à partir desquels un réseau de stations de ravitaillement en hydrogène se ramifierait le long des principaux axes de transport.

Certains gazoducs existants, destinés au gaz naturel, pourraient être réutilisés (moyennant quelques modifications techniques) pour transporter de l'hydrogène. La carte de ces gazoducs existants, présentée à la Figure 4.3, indique les endroits où des liens transfrontaliers potentiels pourraient subsister, même avec de l'hydrogène vert. Il est évident que toutes les régions ne sont pas desservies de manière égale par les gazoducs. Les réseaux extrêmement denses situés en Asie de l'Est, en Eurasie et en Amérique du Nord contrastent fortement avec les réseaux relativement épars d'autres continents, et avec l'absence presque totale de ces infrastructures en Afrique subsaharienne. Cependant, le vaste potentiel renouvelable de l'Afrique ouvre de nouvelles possibilités pour l'évolution du continent vers un monde à consommation nette zéro (Encadré 4.1).

ENCADRÉ 4.1 PERSPECTIVES INFRASTRUCTURELLES POUR LE SECTEUR DU TRANSPORT MARITIME EN AFRIQUE

L'Afrique dispose d'un vaste potentiel d'énergies renouvelables auquel il est possible de faire appel pour répondre à la demande liée à la croissance du commerce maritime. En 2019, le commerce maritime total était de 762 millions de tonnes en Afrique, soit environ 7 % du total mondial (CNUCED, 2020). En ce qui concerne le fret maritime, le Nigéria représente près d'un tiers de l'activité ; il est suivi du Maroc et de l'Afrique du Sud. À l'horizon 2050, l'augmentation des revenus, la croissance économique et une population plus nombreuse pourraient renforcer le fret maritime dans des proportions d'un facteur supérieur à 11 (Khalili *et al.*, 2019). Même en tenant compte de l'efficacité énergétique et d'une réduction potentielle de 45 % de la consommation d'énergie des navires (IRENA, 2021d), la demande en électricité pour les carburants synthétiques pourrait atteindre 500 TWh. Pour remettre cela en perspective, la demande totale d'électricité de l'Afrique était d'environ 700 TWh en 2019 (AIE, 2019b). Une consommation plus élevée nécessiterait entre 100 GW et 350 GW d'électrolyse (selon le type d'électricité renouvelable utilisé) et pourrait donner lieu à un investissement de 200 à 400 milliards d'USD.

Les sites de soutage pour les nouveaux carburants dans le secteur du transport maritime vont de pair avec la transformation des ports et la construction d'installations d'exportation. Des initiatives dans ce sens ont déjà été engagées. En novembre 2021, les autorités portuaires de la Namibie ont signé un protocole d'accord avec le port de Rotterdam en vue d'établir une route commerciale destinée à l'hydrogène vert. Le port compte ainsi importer 20 Mt H₂ d'ici 2050. La Namibie a déjà prévu la mise en œuvre d'un projet de 0,3 Mt H₂ dont les exportations commenceront en 2026. Le programme Partners for Growth de la Chambre de commerce et d'industrie de l'Union européenne en Afrique australe a évalué le potentiel des exportations d'hydrogène, notamment les volumes, les coûts et les marchés potentiels (Roos & Wright, 2021). Une étude de faisabilité visant à évaluer le potentiel de Boegoebaai comme pôle d'exportation de l'hydrogène vert et de l'ammoniac a été annoncée en octobre 2021. L'activité industrielle de la région serait ainsi complétée et justifierait la construction du port, qui fait actuellement l'objet d'une évaluation.



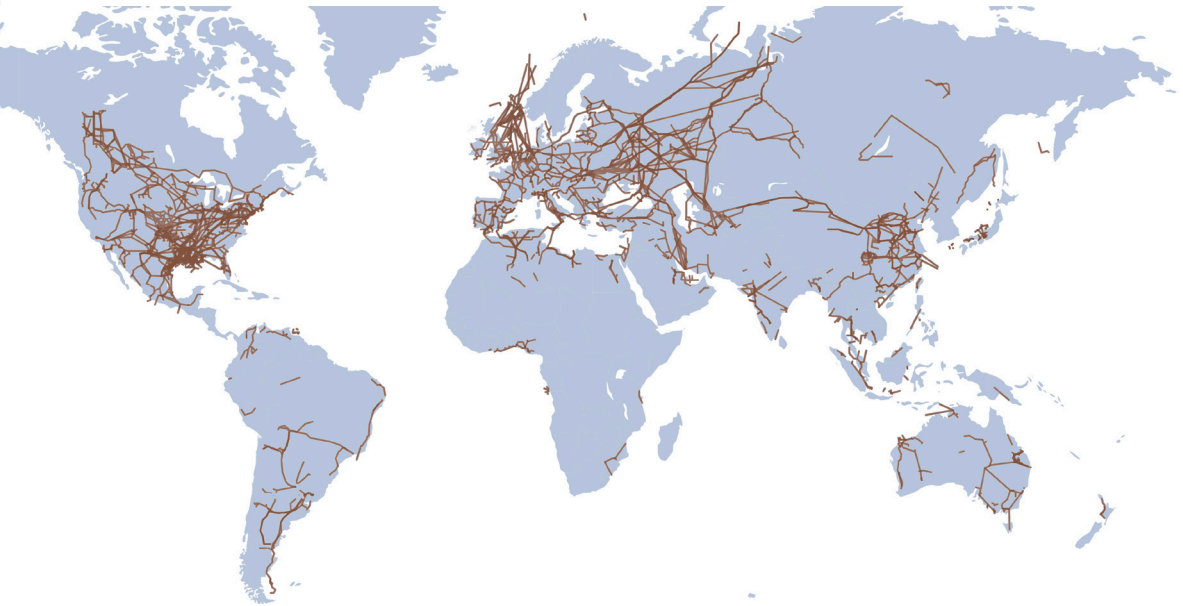
©AvigatorPhotographer/istockphoto.com



©fivepointsix/istockphoto.com

Aucune décision concernant les infrastructures énergétiques ne peut laisser de côté le fait que dans une économie décarbonisée, la géographie des infrastructures pourrait s'avérer très différente de ce qu'elle est aujourd'hui. Du côté de l'offre, par exemple, la production d'hydrogène renouvelable aura probablement lieu dans des endroits différents des champs pétrolifères et gaziers actuels (Muttitt *et al.*, 2021). À l'inverse, une électrification massive des consommations finales transformerait la demande, aussi bien en termes de taille que de portée. Chaque nouvelle décision d'investissement se prend à long terme, de sorte que les infrastructures fixes de gazoducs doivent être évaluées selon une logique de pérennité. Ainsi, toute infrastructure de gazoduc construite aujourd'hui devrait pouvoir être « réaffectée » pour transporter des gaz propres tels que l'hydrogène et le biométhane. Une telle réaffectation s'accompagne de défis techniques et de coûts, qui doivent tous être pris en compte lors de la planification des investissements.

Figure 4.3 Carte mondiale des gazoducs pour le transport de gaz naturel



Source : GreenInfo Network and Global Energy Monitor (2021).
Source de la carte : Natural Earth, 2021

Le commerce de l'hydrogène offre des possibilités de coopération inédite au niveau régional et transrégional. Les échanges régionaux d'hydrogène pourraient notamment être encouragés entre l'Europe et l'Afrique du Nord (van Wijk et Wouters, 2021), entre l'Australie et la zone Indo-Pacifique (Bowen, 2021) ou à travers le continent africain (Figure 4.4).

Par ailleurs, l'hydrogène pourrait structurer les liaisons commerciales maritimes de l'avenir. Certaines entreprises et certains gouvernements planifient déjà des chaînes de valeur et des routes maritimes internationales. La première expédition transocéanique d'hydrogène au monde a eu lieu en décembre 2019 : un navire gazier contenant de l'hydrogène produit au Brunéi Darussalam et transformé en méthylcyclohexane a mis le cap sur le port japonais de Kawasaki City. Le même mois, Kawasaki Industries a lancé le « Suiso Frontier », le premier navire gazier dédié à l'hydrogène pour des transports expérimentaux d'hydrogène liquide de l'Australie vers le Japon. En septembre 2020, la première cargaison d'« ammoniac bleu » dérivé de l'hydrogène a fait route de l'Arabie saoudite vers le Japon, où il a été utilisé pour la production d'énergie²⁷. Ces essais et projets de démonstration laissent entrevoir l'aube d'une nouvelle ère dans le commerce de l'énergie.

4.2 FIXER LES RÈGLES DU JEU

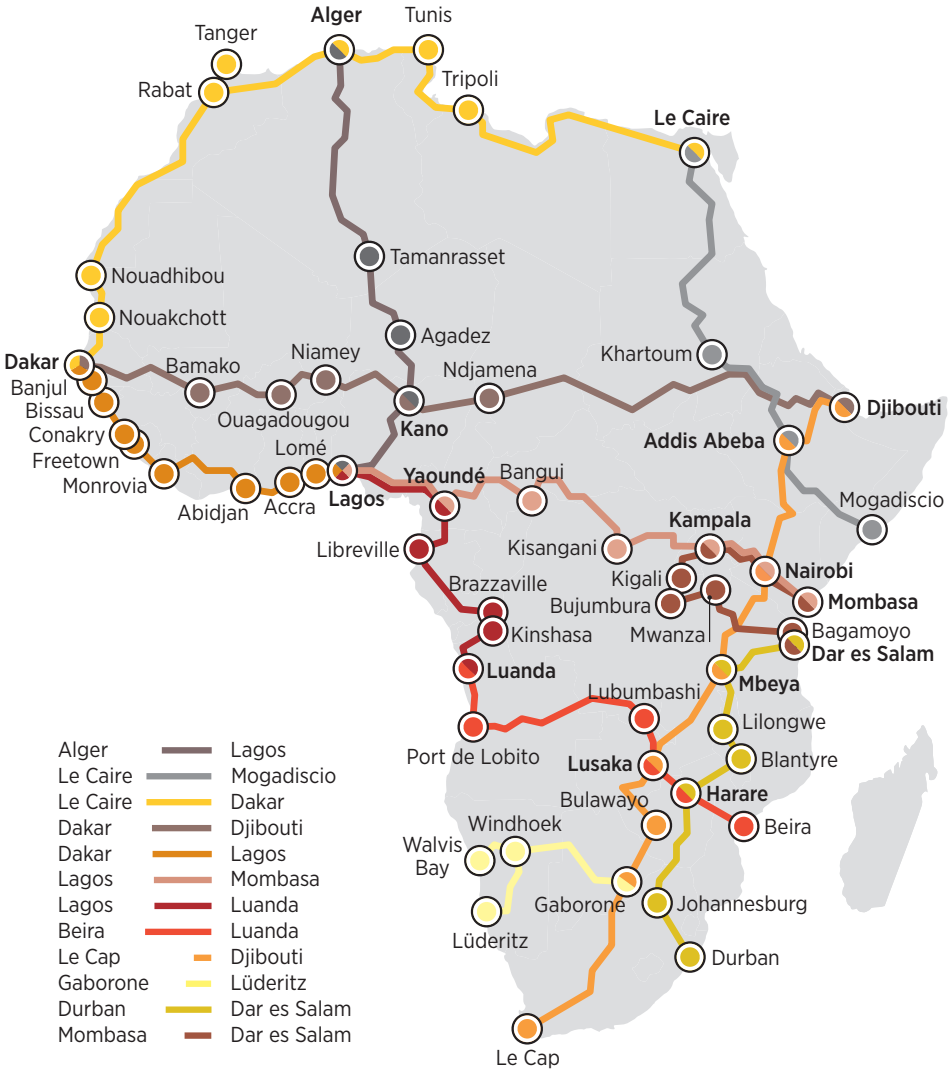
L'hydrogène ne modifiera pas seulement les infrastructures énergétiques et les flux commerciaux ; il nécessitera également des règles, des normes et une gouvernance nouvelles (Grinschgl, Pepe & Westphal, 2021). La formulation de ces règles peut donner lieu à une compétition géopolitique ou à une coopération internationale. Bien que la définition de règles communes puisse sembler une activité intrinsèquement technique, elle contribuera à déterminer les technologies qui domineront les marchés futurs et à récompenser ceux qui les maîtriseront. Les normes sont conçues pour améliorer la qualité, la sécurité et l'interopérabilité de divers biens et services. Toutefois, des normes divergentes pourraient fragmenter les marchés, attiser la concurrence réglementaire et ériger des barrières commerciales (IRENA 2020b, IRENA, 2021b).

Si l'hydrogène doit contribuer à l'effort climatique, son empreinte carbone et ses effets sur la durabilité doivent absolument être déterminés. La certification doit permettre de mettre en place des normes adéquates de fiabilité, de transparence et d'audit indépendant. On peut y parvenir au moyen de certificats ou de « garanties d'origine ». Si de nombreux systèmes ont déjà vu le jour dans différentes régions²⁸, aucune norme n'a encore été établie à l'échelon mondial. En outre, les systèmes existants présentent de grandes différences dans la définition de la durabilité et dans le tracé des limites de comptabilisation des émissions le long de la chaîne d'approvisionnement (Abad & Dodds, 2020). La coopération internationale sera un élément essentiel pour garantir la cohérence de la terminologie et des données, de manière à ce que la conversion entre les systèmes de certification soit cohérente et transparente.

27 Le CO₂ capté ayant été utilisé pour produire du méthanol et pour la récupération assistée du pétrole, l'empreinte carbone de cette cargaison d'hydrogène était importante.

28 Notamment CertifHy dans l'Union européenne, des projets pilotes en Australie et les avancées méthodologiques à l'échelle internationale du Partenariat international pour l'économie de l'hydrogène et des piles à combustible (IRENA, 2020b).

Figure 4.4 Itinéraires possibles pour l'hydrogène à travers l'Afrique par les autoroutes transafricaines existantes et à construire



Source : African Hydrogen Partnership (2019).
 Source de la carte : Natural Earth, 2021

Les motivations géopolitiques occupent une place importante dans ces discussions. En effet, les pays ont intérêt à fixer des normes pour conserver leurs avantages concurrentiels. Par exemple, les systèmes de certification de l'hydrogène qui ne couvrent que les émissions générées pendant la production excluraient celles qui surviennent pendant le transport et seraient probablement favorisés par les producteurs situés loin des marchés de consommation (White *et al.*, 2021). De même, les pays disposant de grandes réserves de gaz naturel et de systèmes de transport pourraient se montrer plus indulgents à l'égard des seuils d'émissions de gaz à effet de serre qui favorisent la filière de production bleue ou qui se concentrent uniquement sur les émissions de carbone plutôt que de méthane. Même si les émissions de méthane sont incluses, les pays pourraient intervenir au niveau de la méthodologie ou des étalons de mesure. Les producteurs de gaz pourraient par exemple déclarer eux-mêmes leurs émissions de méthane en même temps que leur production, ce qui pourrait entraîner une sous-estimation (Piria *et al.*, 2021).

La désignation de la devise et le mécanisme de fixation des prix de l'hydrogène commercialisé au niveau international sont d'autres aspects importants. De nombreuses inconnues entourent à la fois la nature de la détermination des prix dans le commerce international de l'hydrogène (par exemple, les plateformes, les valeurs de référence, les mécanismes de fixation des prix) et le type de contrat, qui peut être à long terme, « take-or-pay » (enlèvement ferme) ou autre²⁹. La pertinence de la devise employée dans les indices mondiaux tient au fait que ce choix peut donner à une partie davantage de poids dans la négociation des accords, au-delà de la question de l'hydrogène. Lorsque le marché se développe, la devise choisie se positionne comme une référence mondiale. La fixation d'une devise réduit l'exposition aux coûts d'importation en raison des fluctuations de change. Par exemple, l'Union européenne, qui pourrait bien devenir l'un des principaux marchés d'importation, cherche à libeller ses futures importations d'hydrogène en euros (Commission européenne, 2020a). La Commission européenne est convaincue qu'une telle décision rendrait l'Union moins sensible aux effets de « l'application extraterritoriale de sanctions unilatérales par des pays tiers » (Commission européenne, 2021).

La fixation d'un prix du carbone pourrait s'avérer utile, voire nécessaire, pour rendre l'hydrogène propre compétitif par rapport au gris et, en dernière instance, par rapport aux combustibles fossiles. À cet égard, l'hydrogène pourrait se retrouver au centre de guerres commerciales autour du carbone. Ainsi, des réglementations strictes relatives aux fuites de méthane en amont pourraient créer des tensions entre les producteurs d'hydrogène bleu et les régions importatrices à la recherche d'hydrogène propre. Les mécanismes de contrôle des émissions de carbone aux frontières, tels que celui proposé par l'Union européenne, pourraient provoquer des tensions internationales, car ils seraient probablement désavantageux pour les industries à forte intensité de carbone exposées aux échanges commerciaux dans les pays non Membres de l'UE³⁰.

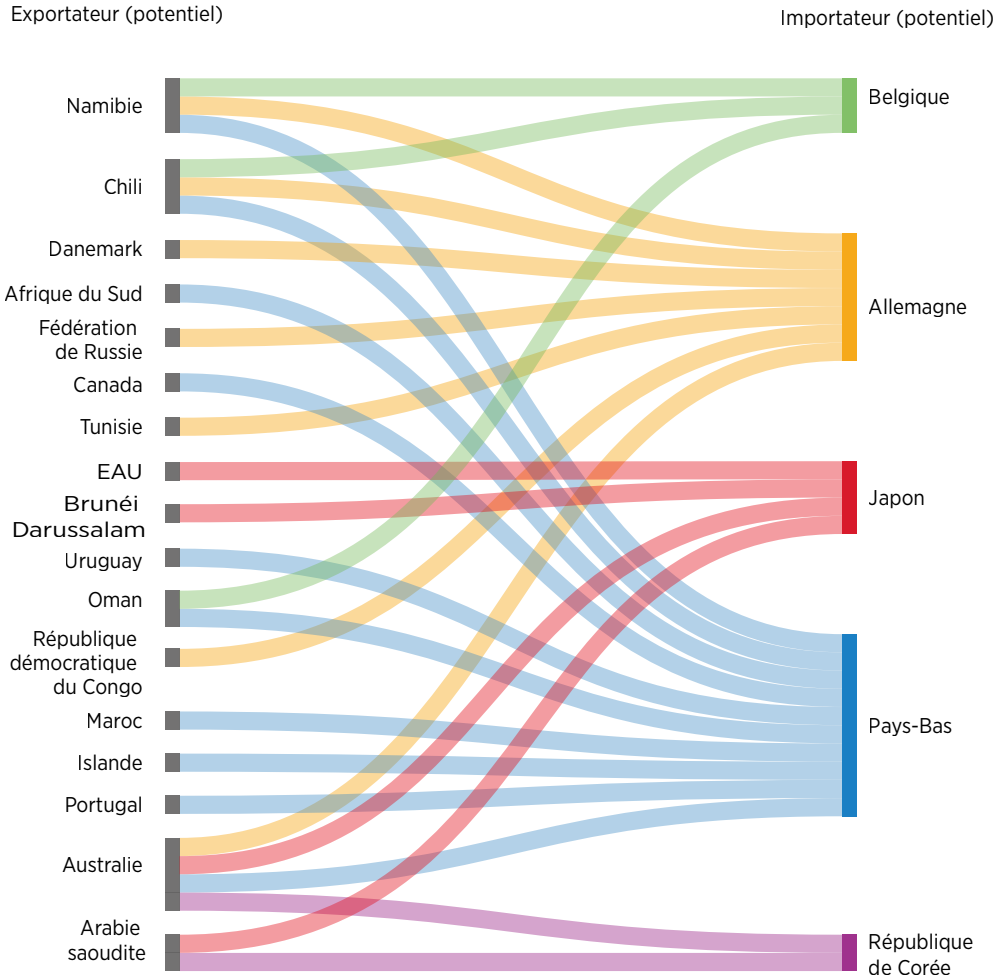
4.3 LA DIPLOMATIE DE L'HYDROGÈNE

Comme aux débuts de l'industrie du gaz naturel liquéfié (GNL), de nombreux gouvernements concluent des accords bilatéraux pour construire et exploiter des infrastructures afin de faciliter le commerce transfrontalier de l'hydrogène. Ces accords comprennent des études de faisabilité, des lettres d'intention, des protocoles d'accord, des partenariats énergétiques et même des transports expérimentaux. Plusieurs pays, dont l'Allemagne, le Canada, le Chili, l'Espagne, l'Italie et le Japon ont explicitement mentionné d'éventuelles relations commerciales bilatérales en matière d'hydrogène dans leurs stratégies nationales. Au fil du temps, ces accords et visions émergentes pourraient donner lieu à de nouvelles relations commerciales en matière d'énergie, à de nouvelles voies de navigation et à de nouvelles routes commerciales (Figure 4.5).

29 S&P Global Platts a déjà élaboré des références de prix pour l'hydrogène électrolytique et l'hydrogène à base de gaz (sans CSC) dans six pays. Jusqu'à présent, les valeurs de référence sont libellées à la fois en EUR et en USD (S&P Global, n.d.). Cette première étape de la formation du marché est généralement suivie d'accords bilatéraux ou de marchés régionaux avant l'émergence d'un marché plus large et plus liquide (den Ouden, 2020). De même, la bourse de l'électricité et du gaz EEX prévoit également de lancer un indice des prix en 2022, qui reflétera le marché de gré à gré et les échanges bilatéraux régis par des accords d'importation et d'exportation (Reuters, 2021). Cet indice sera libellé en euros.

30 La proposition initiale de l'Union européenne couvre les importations d'ammoniac et d'électricité, mais pas d'hydrogène <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0564>.

Figure 4.5 Sélection d'accords commerciaux bilatéraux et de protocoles d'accord entre pays, tels qu'annoncés à partir de novembre 2021



Remarque : la figure présente uniquement les accords liés au commerce de l'hydrogène, sur la base des annonces publiques, et n'est pas exhaustive. Les accords privés et ceux qui portent exclusivement sur la coopération technologique ne sont pas inclus. MOU = Protocole d'accord (de l'anglais « Memorandum of Understanding »).

Certains de ces nouveaux accords bilatéraux sur l'hydrogène sont conclus entre des pays qui entretiennent déjà des relations commerciales dans le domaine de l'énergie. Par exemple, le Japon importe déjà du pétrole brut d'Arabie saoudite ; les deux pays envisagent aujourd'hui d'étendre leur relation commerciale à l'ammoniac bleu. Toutefois, d'autres accords bilatéraux ne coïncident pas avec les flux commerciaux énergétiques existants. C'est le cas, par exemple, des accords et conversations bilatéraux entre l'Allemagne et le Maroc, la Namibie et les Pays-Bas, et la Nouvelle-Zélande et la République de Corée, entre autres. Il reste à voir si toutes ces routes commerciales de l'hydrogène se concrétiseront, mais le potentiel existe pour une toute nouvelle cartographie de la géopolitique énergétique.

Certains pays qui prévoient d'importer de l'hydrogène et des carburants sans carbone sont déjà engagés dans une diplomatie de l'hydrogène (Encadré 4.2). L'Allemagne et le Japon sont les pionniers de l'établissement de nouvelles relations commerciales en matière d'hydrogène, mais d'autres pays leur emboîtent le pas. La diplomatie de l'hydrogène pourrait bien devenir un élément incontournable de la diplomatie économique de certains pays.

4.4 UNE NOUVELLE DONNE DANS LES RELATIONS POLITIQUES

Les relations commerciales et liées aux investissements entre les pays sont étroitement liées à des considérations politiques plus larges. L'évolution des relations économiques pouvant affecter les relations politiques (et vice versa), l'émergence de marchés de l'hydrogène et d'autres carburants propres pourrait modifier les relations politiques et les alliances entre les pays.

Les relations commerciales sur les marchés du pétrole et du gaz ont été largement façonnées par la géologie : les réserves d'hydrocarbures sont concentrées dans quelques pays. Par ailleurs, 80 % de la population mondiale vit dans des pays qui sont des importateurs nets de combustibles fossiles (IRENA, 2019a). Par comparaison, chaque pays dispose de ressources renouvelables, bien que la force du vent et la qualité du rayonnement solaire varient à travers le monde, et que d'autres énergies renouvelables, notamment hydroélectrique ou géothermique, soient plus répandues dans certains endroits. Puisque les énergies renouvelables sont présentes partout, les pays pourraient choisir leurs partenaires commerciaux sur les marchés des carburants propres de l'avenir (Grimm & Westphal, 2021). Il n'en reste pas moins que la capacité des pays à transformer le potentiel renouvelable en production d'énergie dépend de leurs capacités industrielles et de la propriété intellectuelle qui sous-tend l'innovation dans le secteur des énergies renouvelables. Ces capacités sont concentrées dans un nombre de pays relativement restreint. Par conséquent, la plupart des pays sont tributaires des importations de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes et d'autres équipements en provenance d'un nombre relativement restreint de pays. Les relations commerciales dans le domaine des énergies renouvelables sont donc, dans une large mesure, façonnées par les politiques industrielles



©ake1150sb/istockphoto.com



©nd3000/istockphoto.com

ENCADRÉ 4.2 L'ÉMERGENCE DE LA DIPLOMATIE DE L'HYDROGÈNE

Plusieurs pays empruntent déjà les voies diplomatiques pour avancer leurs pions en matière d'hydrogène.

L'Allemagne a conclu des accords bilatéraux sur l'hydrogène avec un large éventail de pays fournisseurs potentiels, dont l'Australie, le Chili, le Maroc, la Namibie, la Tunisie et l'Ukraine. Le Ministère fédéral allemand des affaires étrangères met actuellement en place des bureaux dédiés à la diplomatie de l'hydrogène, liés à ses ambassades à Luanda (Angola), Riyad (Arabie saoudite), Abuja (Nigéria), Moscou (Fédération de Russie) et Kyiv (Ukraine). Grâce à ces nouveaux bureaux, les autorités allemandes entendent favoriser le dialogue international sur les implications géopolitiques d'un marché mondial de l'hydrogène. L'Allemagne a également alloué près d'un milliard d'euros à la Fondation H2Global, un organisme créé par seize acteurs majeurs de l'industrie allemande pour favoriser une montée en puissance rapide du marché de l'hydrogène vert et de ses dérivés. Sa mission est d'acheter de l'hydrogène vert ou des dérivés de l'hydrogène à l'étranger et de revendre ces produits lors de mises aux enchères annuelles. Les fonds serviront à combler la différence entre le prix d'achat et le prix de vente national des dérivés de l'hydrogène³¹.

Les diplomates et les acteurs industriels **japonais** sont en contact avec l'Arabie saoudite, l'Australie, le Brunéi Darussalam, la Norvège et d'autres pays pour mettre en place des chaînes de valeur destinées au commerce de l'hydrogène. La stratégie internationale du Japon en matière d'hydrogène vise à garantir de nouveaux flux d'importation de carburants verts pour concurrencer le GNL dans la production d'énergie et l'essence dans les transports. Un objectif complémentaire consisterait à vendre les technologies et le savoir-faire japonais à faible émission de carbone à l'étranger (Nagashima, 2018).

D'autres pays suivent le mouvement. **Les Pays-Bas** ont été le premier pays à nommer un envoyé dédié à l'hydrogène (2019-2021). Le Gouvernement néerlandais voit notamment dans le Chili, la Namibie, le Portugal et l'Uruguay des fournisseurs potentiels. La **République de Corée** a conclu des accords avec l'Arabie saoudite et la Nouvelle-Zélande. Les acteurs industriels de la **Belgique** se tournent vers le Chili, la Namibie et Oman pour des importations d'hydrogène à grande échelle, tandis que **Singapour** étudie la viabilité des voies d'approvisionnement en hydrogène depuis l'Amérique latine. Ces accords bilatéraux émergents s'inscrivent dans une course mondiale pour les meilleurs sites de production d'hydrogène (Radowitz, 2021).

La diplomatie de l'hydrogène est bidirectionnelle, les exportateurs cherchant et trouvant des clients potentiels. Ainsi, dans sa stratégie nationale en matière d'hydrogène, le **Chili** indique qu'il déploiera une « diplomatie de l'hydrogène vert » pour se positionner à l'échelle internationale comme une source de combustibles et de vecteurs énergétiques propres. Il indique qu'il tirera parti de sa participation à des plateformes internationales et de ses « relations diplomatiques avec 171 États » pour libérer son potentiel d'exportation d'hydrogène et attirer les investissements étrangers (Ministère chilien de l'énergie, 2020a). En 2020, le pays a accueilli un sommet sur l'hydrogène vert (Ministère chilien de l'énergie, 2020b), un exemple suivi en 2021 par **Oman**, un autre exportateur potentiel³².

31 Le mécanisme basé sur les enchères permet de faire correspondre l'offre et la demande par la mise en place d'un intermédiaire, l'Hydrogen Intermediary Company, qui conclut des contrats d'achat à long terme du côté de l'offre et des contrats de vente à court terme du côté de la demande. Le Gouvernement fédéral financera l'écart de coût. Avec H2Global, les gestionnaires et les investisseurs bénéficient de la sécurité de planification et d'investissement nécessaire pour développer des capacités d'électrolyse de grand volume, car ils peuvent fonder leur modèle économique et financier sur des contrats d'achat à long terme avec un partenaire contractuel solvable à des prix correspondant aux coûts. (BMW, 2021)

32 www.greenhydrogensummitoman.com/index.php

menées au niveau national. En outre, les stratégies des entreprises sélectionnent certains pays comme pôles d'approvisionnement régionaux ou mondiaux.

Les flux commerciaux d'hydrogène peuvent également soulever de nouvelles questions stratégiques. En effet, à mesure que certains pays et régions commenceront à importer de l'hydrogène en grandes quantités, le poids stratégique des pays exportateurs ne fera qu'augmenter. Les nouveaux centres de production d'hydrogène et les nouvelles routes de transport façonneront également la planification stratégique des organisations de sécurité et de défense.

Des occasions se présenteront de façonner le marché naissant de l'hydrogène pour faire progresser le développement durable. Ainsi, l'Allemagne a déjà invité plusieurs pays africains à explorer et à déployer une économie de l'hydrogène qui exploite le potentiel des ressources du continent pour soutenir le développement économique durable (H2Atlas, 2021).

Parmi les nombreux pays du monde offrant de bonnes conditions pour produire de l'hydrogène propre et bon marché, les importateurs potentiels peuvent choisir ceux avec lesquels ils entretiennent déjà des relations solides. Ils peuvent également décider d'utiliser leur demande en hydrogène propre pour forger de nouvelles alliances. La géographie jouera toujours un rôle décisif, car tous les pays ne peuvent pas produire de l'hydrogène à bas prix pour l'exportation, et les coûts de transport sur de longues distances resteront probablement importants. En effet, certains pays ne disposent tout simplement pas des ressources nécessaires (potentiel d'énergies renouvelables, espace, terres, eau, etc.), tandis que d'autres sont géographiquement éloignés des grands centres de demande.

Dans ce contexte, soutenir l'expansion des industries de l'hydrogène dans les pays en développement à fort potentiel peut permettre d'atteindre plusieurs objectifs. Étant donné que tous les pays ne sont pas en mesure de développer leur potentiel d'énergies renouvelables à grande échelle et de manière compétitive, ou d'accéder à des technologies qui restent concentrées dans un nombre limité d'endroits, l'établissement de relations commerciales dans le domaine de l'hydrogène pourrait favoriser la coopération en matière d'accès aux technologies, aux connaissances et aux capitaux. De nouvelles possibilités de partenariat seraient ainsi ouvertes pour mettre en place des chaînes de valeur locales, stimuler les industries et créer des emplois dans les pays riches en énergies renouvelables. Ainsi, l'hydrogène propre peut également constituer une voie vers une plus grande équité.

L'intérêt croissant pour l'hydrogène propre favorise la création de partenariats et de réseaux internationaux. De nouvelles alliances voient déjà le jour dans le monde entier sous la forme de partenariats multipartites et d'alliances industrielles (Ghosh & Chhabra, 2021). Et à plus long terme, les partenariats en matière de sécurité évolueront au même rythme que les flux commerciaux d'énergie. La manière dont le boom du gaz de schiste a facilité le désengagement partiel des États-Unis d'Amérique vis-à-vis du Moyen-Orient donne une idée des mutations qui découleront de la montée en puissance de l'hydrogène propre. Par exemple, les principales routes de transit du pétrole, comme le détroit d'Ormuz, pourraient perdre de leur importance pour la sécurité énergétique mondiale, même si elles conservent toute leur pertinence pour le transport d'hydrogène propre, d'ammoniac et d'autres carburants en provenance du golfe Persique et du Moyen-Orient.





4.5 UNE PLUS GRANDE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'hydrogène a souvent été considéré comme une solution potentielle aux problèmes de sécurité énergétique. Les chocs pétroliers des années 1970 et le pic pétrolier du début des années 2000 ont suscité les premières vagues d'intérêt pour l'hydrogène, ce qui se comprend. L'hydrogène propre peut renforcer la sécurité énergétique de trois façons : 1) en réduisant la dépendance vis-à-vis des importations, 2) en atténuant la volatilité des prix et 3) en renforçant la flexibilité et la résilience du système énergétique. La plupart de ces avantages sont associés à l'hydrogène vert, et non à l'hydrogène bleu. Beaucoup d'entre eux n'apparaîtront qu'au fur et à mesure du développement du marché, si ce dernier voit le jour.

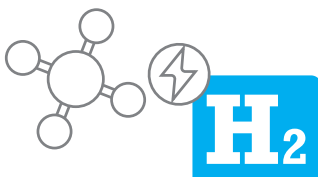
La sécurité énergétique ne se limite pas à la disponibilité et à l'accessibilité, mais englobe également la durabilité et l'équité. Ainsi, les programmes d'importation d'hydrogène renouvelable en provenance de pays où une grande partie de la population n'a pas accès à l'électricité ou dont le réseau repose encore largement sur les combustibles fossiles peuvent renforcer la sécurité énergétique des importateurs, mais peuvent difficilement être qualifiés de « verts » ou de « durables ». Les dimensions durables de l'hydrogène font l'objet du chapitre 5.

La sécurité énergétique doit également être envisagée dans le contexte des répercussions physiques des changements climatiques. Cette question n'est pas insignifiante, car les infrastructures énergétiques sont de plus en plus vulnérables à ces derniers. Ainsi, on estime que la moitié des usines de GNL dans le monde sont exposées à un « risque très élevé » de cyclones destructeurs, tandis que près de 35 % des raffineries sont situées dans des zones à haut risque. En effet, de nombreuses usines de GNL et raffineries dans le monde sont situées dans des zones littorales, fortement exposées aux risques de violentes tempêtes et d'inondations (AIE, 2021f). Si l'hydrogène peut renforcer la diversité des combustibles et la résilience des systèmes, les installations d'hydrogène, en particulier celles situées dans des zones littorales peu élevées, pourraient également se révéler vulnérables aux effets des changements climatiques, notamment aux tempêtes, aux inondations et aux sécheresses.

Réduire la dépendance aux importations

L'hydrogène peut réduire la dépendance aux importations d'énergie en remplaçant des ressources importées par les ressources du pays. En exploitant les sources locales d'énergie éolienne, solaire, hydraulique, géothermique ou utilisant la biomasse pour produire de l'hydrogène, la sécurité énergétique s'accroît à mesure que les combustibles importés sont remplacés. Ainsi, la consommation nationale d'énergie pourrait être découplée des aléas du marché mondial et les factures nationales d'importation d'énergie pourraient baisser (Steinberger-Wilckens *et al.*, 2017). Le Scénario à 1,5 °C de l'IRENA prévoit que les deux tiers de la production d'hydrogène vert seront utilisés localement en 2050 et ne feront pas l'objet d'échanges transfrontaliers (IRENA, à paraître-a).

L'utilisation du gaz naturel comme matière première pour produire de l'hydrogène pourrait prolonger, voire augmenter, les importations de gaz naturel. Ainsi, les pays non producteurs qui décident de fabriquer de l'hydrogène à partir de gaz naturel pourraient finir par importer autant de gaz naturel qu'auparavant, via des gazoducs ou des terminaux GNL³³. Par ailleurs, les exportateurs de gaz pourraient bien sûr passer à l'exportation directe d'hydrogène bleu. Du point de vue des pays importateurs, aucune de ces voies n'apporte de changements significatifs à l'équation de la sécurité énergétique. La dépendance actuelle à l'égard des importations pourrait être perpétuée, voire accrue, en raison de la dépendance continue à l'égard d'un produit de base sujet à la volatilité géopolitique et à celle du marché.



³³ L'utilisation de gaz naturel importé pour produire de l'hydrogène pourrait également entraîner un flux commercial inverse de CO₂, susceptible d'être réexpédié pour être stocké dans des gisements de gaz (ou de pétrole) épuisés, ce qui ajouterait une nouvelle couche de complexité à la chaîne de valeur. Tel est le cas, par exemple, du projet LPG-for-CO₂ entre l'Arabie saoudite et la République de Corée, ou du projet « H2morrow » impliquant la société énergétique norvégienne Equinor, le plus grand gestionnaire de gazoducs d'Allemagne OGE, et le producteur d'acier allemand Thyssenkrupp (Ratcliffe, Kim & Park, 2021 ; Open Grid Europe, 2021).

Atténuer la volatilité des prix

L'hydrogène renouvelable peut protéger les grands acheteurs industriels des aléas de la volatilité des prix des combustibles fossiles. Il est bien connu que les marchés des combustibles fossiles sont soumis à des cycles et que les prix peuvent varier considérablement au fil du temps. Ces risques se sont manifestés à l'automne et à l'hiver 2021, lorsque les prix du gaz (et, dans une moindre mesure, de l'électricité) ont atteint des sommets sur divers marchés du monde entier, obligeant les secteurs à forte consommation d'énergie, comme celui de la fabrication d'engrais, à réduire temporairement leur production (Paulsson & Durisin, 2021).

En revanche, l'électricité produite à partir de sources renouvelables est de plus en plus souvent achetée dans le cadre de contrats d'achat d'électricité (CAE) à long terme dont les prix sont fixés de manière concurrentielle par le biais de ventes aux enchères. Selon leur stratégie, les soumissionnaires peuvent décider d'assumer le risque de fluctuation des marchés des matières premières en retardant la signature des contrats d'achat avec les fournisseurs de composants et d'équipements, ou de transférer ce risque aux fournisseurs en signant les contrats au moment des enchères. Jusqu'à présent, la baisse des coûts due à la courbe d'apprentissage, à l'amélioration des technologies et des processus, et aux économies d'échelle, a été plus importante que les fluctuations des prix des matières premières. Ainsi, les soumissionnaires ont généralement placé leurs offres en prévision d'une baisse des coûts et d'une augmentation des marges, ce qui signifie qu'ils assument également ce risque³⁴. Les CAE constituent donc une option intéressante pour réduire l'exposition à la volatilité des prix des carburants, non seulement en raison des fluctuations des matières premières, mais aussi en raison de conflits, d'accidents ou d'autres causes externes. L'élargissement du bouquet énergétique à l'hydrogène vert pourrait donc apporter une plus grande stabilité des prix dans des secteurs tels que les engrais, l'aviation et le transport maritime.

Cela dit, la volatilité des prix des combustibles fossiles est en partie due aux cycles d'investissement dans l'industrie, qui entraînent parfois une inadéquation entre l'offre et la demande. La production d'hydrogène vert ou d'ammoniac, avec ses actifs fixes et sa forte intensité en capital, n'échappera pas à ces aléas. Lorsque l'approvisionnement en hydrogène vert sera insuffisant, les efforts pour augmenter la capacité de production seront décalés dans le temps.



34 L'organisation des enchères est souple et elles peuvent être adaptées pour attribuer les risques à différents acteurs du marché, en fonction des circonstances et des objectifs propres à chaque pays.

Améliorer la flexibilité et la résilience

L'hydrogène peut également apporter flexibilité et résilience à un système énergétique appelé à s'électrifier massivement au cours des prochaines décennies. Il convient donc de procéder à une planification minutieuse pour déterminer les meilleurs moyens de le déployer. À titre d'exemple, les électrolyseurs peuvent être déployés dans des zones où une part importante de l'énergie est produite à partir de sources renouvelables variables et où l'excédent d'énergie ne peut être transporté par des lignes électriques ou stocké dans des batteries (le nord du Chili ou la production éolienne offshore en mer du Nord, par exemple) (IRENA, 2021b). Si les objectifs fixés au niveau national en matière d'électrolyse peuvent contribuer à la réalisation des objectifs de sécurité énergétique et de politique industrielle, les gouvernements ne voudront pas compromettre les objectifs d'atténuation des changements climatiques ou se détourner d'autres priorités, comme l'accès de tous à l'énergie.

Le véritable atout concurrentiel de l'hydrogène réside dans sa capacité unique à stocker l'énergie pendant de longues périodes et en grande quantité. À mesure que l'hydrogène propre remplace les combustibles fossiles dans certaines consommations finales, son stockage pourrait devenir de plus en plus critique pour la sécurité énergétique, tout comme le stockage du gaz naturel l'est aujourd'hui dans de nombreuses régions. Il existe toutefois des différences entre le stockage du gaz naturel et celui de l'hydrogène. Le premier est stocké principalement pour répondre aux variations (saisonniers) de la demande. La demande en hydrogène, en revanche, sera probablement plus constante, du moins au cours des premières années de l'expansion du marché de l'hydrogène, lorsque la majeure partie proviendra sans doute des clients industriels (principalement dans les secteurs de l'acier, de l'ammoniac et des produits chimiques à forte valeur ajoutée)³⁵.

Le stockage de l'hydrogène servira principalement à répondre aux variations de l'offre, et non de la demande, car l'hydrogène vert est fabriqué à partir de sources d'énergies renouvelables variables. Le stockage de l'hydrogène pourrait donc être placé à proximité des sites de production plutôt qu'à proximité des sites de demande. Le fait de situer la production et le stockage dans les pays exportateurs pourrait soulever des problèmes de sécurité énergétique dans les pays importateurs qui ne disposent pas d'une capacité de réserve suffisante pour compenser d'éventuelles ruptures d'approvisionnement. Il va de soi que l'emplacement exact des sites de stockage sera également déterminé par la disponibilité de structures souterraines appropriées.

Les cavernes de sel sont actuellement considérées comme l'option la plus prometteuse pour le stockage à long terme de l'hydrogène³⁶. Celles qui sont utilisées aujourd'hui pour le stockage du gaz naturel peuvent être converties pour stocker de l'hydrogène pur. Toutefois, la densité énergétique de l'hydrogène étant inférieure à celle du gaz naturel, un site de stockage de gaz naturel réaménagé peut contenir seulement près de 24 % des volumes énergétiques d'origine (GIE & Guidehouse, 2021). En d'autres termes, il faudrait quatre fois plus de surface pour maintenir la capacité de stockage d'énergie actuelle. À l'échelle mondiale, l'hydrogène n'a été stocké que dans six cavernes de sel : trois à Teesside, au Royaume-Uni, et trois dans l'État du Texas, aux États-Unis d'Amérique. La montée en puissance du stockage géologique de l'hydrogène exige une planification minutieuse, car certains sites de stockage sont susceptibles d'être utilisés pour stocker du méthane, du biométhane, voire du CO₂ pendant la transition et éventuellement à long terme.

L'hydrogène peut également accroître la résilience des communautés isolées, qu'il s'agisse de villages nichés au cœur des montagnes ou d'îles au large. Ces communautés rencontrent des difficultés très spécifiques pour assurer leur sécurité énergétique. Elles sont généralement largement tributaires des combustibles fossiles qui viennent de l'extérieur, tandis que leurs réseaux électriques sont petits et dépendent souvent de groupes électrogènes au diesel pour l'alimentation de secours. Pourtant, ces communautés éloignées et insulaires disposent de certaines des meilleures ressources en énergie renouvelable au monde (IRENA, 2016a). Là aussi, l'hydrogène (souvent combiné à des batteries) offre une source de résilience. Par exemple, sur le petit archipel écossais des Orcades, deux électrolyseurs à eau transforment l'énergie éolienne et marémotrice en hydrogène, lequel fournit ensuite de la chaleur et de l'électricité aux écoles, au port, et à plusieurs ferries et véhicules à pile à combustible (FCH JU, n.d.).

35 L'utilisation de l'hydrogène pour le chauffage et la production d'électricité en période de pointe pourrait ajouter une dose de saisonnalité et de variabilité au profil de la demande en hydrogène, ce qui renforcerait le besoin de stockage.

36 L'hydrogène peut également être stocké dans d'autres types de formations souterraines (par exemple, des aquifères, des cavités rocheuses, des gisements de pétrole et de gaz épuisés) ainsi que dans des réservoirs de stockage en surface, des gazoducs ou des navires (Caglayan *et al.*, 2020).

4.6 RISQUES ET VULNÉRABILITÉS SUR LE PLAN COMMERCIAL

L'introduction de l'hydrogène comme vecteur énergétique peut présenter des risques pour la sécurité énergétique, en particulier si celui-ci et ses dérivés font l'objet d'échanges internationaux. En 2050, l'hydrogène devrait jouer un rôle moins important dans un système énergétique décarbonisé que celui que jouent actuellement les combustibles fossiles. Par conséquent, le niveau de risque commercial serait circonscrit à un plus petit nombre de secteurs. La présente section s'intéresse à trois vulnérabilités potentielles dans les chaînes d'approvisionnement en hydrogène à l'échelle mondiale : 1) le risque d'investissement des pays, 2) les défaillances techniques et les troubles politiques, et 3) l'accès aux matières premières essentielles pour les technologies liées à l'hydrogène.

Risque d'investissement

La mise en place d'une infrastructure dédiée au commerce de l'hydrogène comporte des risques des deux côtés de la chaîne d'approvisionnement. Étant donné la forte intensité en capital des chaînes de valeur du commerce de l'hydrogène, la réduction des risques liés à ces investissements nécessitera probablement de grands consortiums, une forte implication des États et une coordination internationale. L'histoire du marché du GNL peut être instructive à cet égard, comme le montre l'Encadré 4.3.

Du point de vue d'un exportateur, la sécurité des revenus est cruciale. Sans garantie de revenu, il n'est pas possible de se rembourser les dépenses en capital initiales engagées pour construire des projets liés à l'hydrogène. Les recettes doivent être suffisantes pour couvrir les coûts des électrolyseurs (dans le cas de l'hydrogène vert), du reformage du gaz naturel (dans le cas de l'hydrogène bleu), des parcs solaires et éoliens (pour l'hydrogène vert), des installations de réserve de gaz (pour l'hydrogène bleu) et des infrastructures de transport et de stockage.

Des projets d'exportation d'hydrogène ont vu le jour en Australie, au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et du Sud et en Amérique du Sud. Pris dans leur ensemble, ils prévoient la production de millions de tonnes d'hydrogène propre et de dérivés destinés aux marchés mondiaux. Or, l'avenir de ces projets est incertain, car la demande mondiale en hydrogène propre ne fait qu'émerger et la concurrence pour les ventes sera féroce. La liste des pays qui aspirent à devenir des exportateurs d'hydrogène est beaucoup plus longue que celle de ceux qui prévoient d'en importer.

Du point de vue des acheteurs qui se préparent à dépendre des importations, la sécurité de l'approvisionnement est essentielle. Ils doivent avoir la certitude que des capacités suffisantes en électricité renouvelable seront disponibles pour l'électrolyse dans les pays exportateurs d'hydrogène. Or, plusieurs pays aspirant à exporter de l'hydrogène sont confrontés à une augmentation de la demande intérieure d'électricité. Le cas du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, une région souvent considérée comme un fournisseur potentiel d'hydrogène et de dérivés, est intéressant à cet égard. Sa population devrait doubler d'ici à 2050 (ONU, 2019), et la demande en électricité devrait donc exploser. Cette situation soumet les énergies renouvelables à de fortes exigences : elles devront simultanément répondre à une demande supplémentaire d'électricité, remplacer les unités de production de combustibles fossiles existantes et alimenter les électrolyseurs pour la production d'hydrogène destiné aux marchés d'exportation.



L'incertitude concernant les investissements met également en péril la sécurité énergétique. Malgré les annonces concernant de nombreux projets d'exportation d'hydrogène, qui se comptent en gigawatts, ces projets pourraient connaître des retards en raison de plusieurs facteurs, notamment les processus d'autorisation. Ainsi, en juin 2021, le Gouvernement australien a rejeté, pour des raisons environnementales, la construction de l'Asian Renewable Energy Hub, le plus grand projet d'exportation d'énergie verte au monde (Smyth, 2021).

Plus les risques d'investissement sont élevés, plus les coûts de financement globaux augmentent, sans pour autant freiner les investissements. Le secteur pétrolier et gazier en amont montre que, si les recettes sont bien établies, les investissements auront lieu, même dans les pays présentant un profil de risque élevé. Ainsi, en mai 2021, un promoteur australien de systèmes d'énergies renouvelables a signé un protocole d'accord de 40 milliards d'USD avec le Gouvernement mauritanien pour construire l'un des plus grands projets d'hydrogène vert au monde (Figure 4.6). L'accord a été signé alors même que le pays a été classé en « alerte élevée » selon l'indice des États fragiles (Fund for Peace, 2021).

ENCADRÉ 4.3

ATTÉNUATION DES RISQUES LIÉS AU VOLUME ET AU PRIX SUR LE MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE : LES LEÇONS TIRÉES DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU GNL

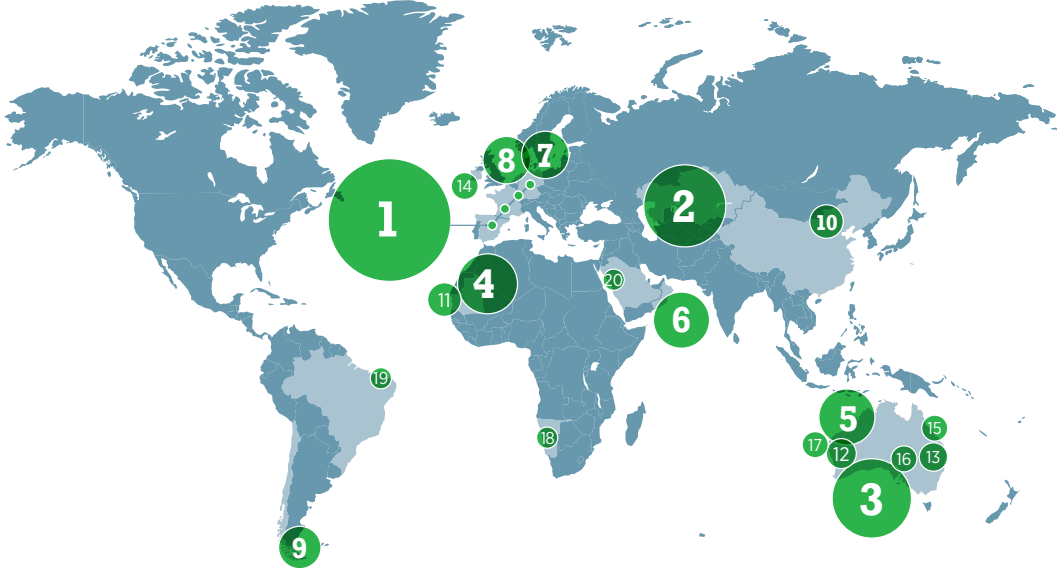
À ses débuts, l'industrie du gaz naturel liquéfié (GNL) a été confrontée au même dilemme que les exportateurs d'hydrogène aujourd'hui : savoir comment atténuer le risque lié au prix pour les exportateurs et celui lié au volume pour les acheteurs. Les premiers approvisionnements sur ces marchés étaient assurés par des acheteurs garantis, sur la base de contrats bilatéraux à long terme (vingt ans ou plus) qui présentaient trois caractéristiques clés (secrétariat de la Charte de l'énergie, 2007).

Premièrement, ils comportaient des clauses « take-or-pay » (enlèvement ferme), en vertu desquelles les acheteurs devaient payer des niveaux minimums de gaz naturel, qu'ils en aient ou non besoin. Deuxièmement, les contrats adoptaient un système de tarification à la « valeur de remplacement » selon lequel le prix du GNL ne reposait pas sur des paramètres comme le coût de production ou de transport, ou encore la marge bénéficiaire, mais était lié au prix des combustibles concurrents (généralement le pétrole). Troisièmement, les contrats comportaient des « clauses de destination », qui empêchaient l'acheteur de revendre le GNL à des tiers.

Compte tenu de ces conditions, les premières routes commerciales du GNL étaient souvent appelées « gazoducs flottants », car elles impliquaient des navires gaziers spécialisés faisant la navette entre des terminaux d'exportation et d'importation de GNL spécifiques. Cette formule permettait de partager les risques. Elle éliminait les préoccupations de l'acheteur de GNL en matière de sécurité de l'approvisionnement tout en générant un retour sur investissement acceptable pour le vendeur de GNL. Ces dernières années, le commerce du GNL est devenu beaucoup plus flexible, avec une augmentation de l'utilisation des contrats à court terme et des transactions au comptant.

Le Japon a joué un rôle de pionnier dans la mise en place d'un marché du GNL négocié. Depuis ses premières importations de GNL en provenance d'Alaska en 1969, le Japon a été le plus gros acheteur de ce combustible (jusqu'à ce qu'il soit dépassé par la Chine au premier semestre 2021), et il a façonné la structure du marché du GNL. L'indexation des prix sur ce que l'on appelle le cocktail de brut japonais est désormais un élément standard du marché asiatique du GNL, qui est de loin le marché régional du GNL le plus important (Koyama, 2021).

Figure 4.6 Les 20 plus grands projets d'hydrogène vert se comptant en gigawatts annoncés dans le monde



- | | | | |
|----|--|-------|-------------------|
| 1 | HyDeal Ambition (67 GW) | | Europe de l'Ouest |
| 2 | Sans nom (30 GW) | | Kazakhstan |
| 3 | Western Green Energy Hub (28 GW) | | Australie |
| 4 | AMAN (16 GW)^a | | Mauritanie |
| 5 | Asian Renewable Energy Hub (14 GW) | ... | Australie |
| 6 | Oman Green Energy Hub (14 GW)^a | | Oman |
| 7 | AquaVentus (10 GW) | | Allemagne |
| 8 | NorthH2 (10 GW) | | Pays-Bas |
| 9 | H2 Magallanes (8 GW) | | Chili |
| 10 | Beijing Jingneng (5 GW) | | Chine |
| 11 | Projet Nour (5 GW)^a | | Mauritanie |
| 12 | HyEnergy Zero Carbon Hydrogen (4 GW)^a | - | Australie |
| 13 | Pacific solar Hydrogen (3,6 GW) | | Australie |
| 14 | Green Marlin (3,2 GW) | | Irlande |
| 15 | H2-Hub Gladstone (3 GW) | | Australie |
| 16 | Moolawatana Renewable Hydrogen Project (3 GW)^a | - | Australie |
| 17 | Murchison Renewable Hydrogen Project (3 GW) | - | Australie |
| 18 | Sans nom (3 GW) | | Namibie |
| 19 | Base One (2 GW)^a | | Brésil |
| 20 | Helios green Fuels Project (2 GW) | | Arabie saoudite |

Remarque : la taille est proportionnelle à la capacité de l'électrolyseur. Informations basées sur les projets annoncés.

a. Capacité estimée de l'électrolyseur basée sur une comparaison avec des systèmes de taille similaire.

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites indiquées sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA. Source de la carte : Natural Earth, 2021

Il existe toutefois des limites au degré de risque qu'un investisseur étranger est prêt à assumer. Les pays en proie à des troubles, qui peuvent présenter un potentiel des plus intéressants en matière d'hydrogène et de produits dérivés (Ram *et al.*, 2020), ont peu de chances d'en tirer parti dans un avenir proche, en raison des risques immenses associés à la pratique des affaires dans un contexte politique et sécuritaire fragile.

Défaillances techniques et troubles politiques

L'approvisionnement en énergie peut être perturbé par différents types de défaillances : techniques (défaillances des équipements ou des infrastructures), humaines (erreurs, accidents ou actes de malveillance) ou naturelles (ouragans, tremblements de terre ou inondations). Les conséquences de ces perturbations peuvent être plus graves dans le cas de l'infrastructure de l'hydrogène, car ce dernier possède des propriétés uniques qui exigent une manipulation spéciale pour des raisons de sécurité³⁷. Toutefois, les risques associés à l'hydrogène sont parfaitement connus, et des normes, des protocoles et des mesures à l'échelle nationale et internationale peuvent être mis en œuvre pour les atténuer.

Il existe une autre forme de perturbation : lorsque les États tentent d'utiliser le commerce et l'interdépendance énergétiques comme un outil coercitif à des fins géostratégiques. Nombreux sont les exemples historiques de manipulation des flux d'énergie (boycotts d'exportation ou interdictions d'importation), des prix de l'énergie (réductions pour les alliés) ou des infrastructures énergétiques (construction de nouveaux oléoducs et gazoducs) pour atteindre des objectifs de politique étrangère (Van de Graaf & Sovacool, 2020). La plupart de ces cas de « manipulation » de l'énergie par les gouvernements concernaient le pétrole brut et le gaz naturel.

On ne peut exclure que l'import-export d'hydrogène soit instrumentalisé à l'avenir, et avec succès, à des fins de chantage politique ou d'extorsion. Une condition préalable à la manipulation gouvernementale de l'énergie est l'existence d'une indépendance asymétrique, une situation dans laquelle un acteur est beaucoup plus vulnérable que l'autre à la rupture des relations : soit parce qu'il peut rapidement recourir à d'autres partenaires commerciaux, soit parce qu'il dispose de mécanismes tampons importants (par exemple, des stocks de secours) (Keohane & Nye, 2001). Dans les premiers temps du commerce international de l'hydrogène, le nombre de partenaires commerciaux sera limité et les fournisseurs comme les clients seront probablement liés par des contrats bilatéraux à long terme. Toute perturbation des importations ou des exportations sera durement ressentie par l'autre partie en raison de l'absence probable d'un marché liquide.

Il est toutefois très peu probable qu'un cartel de l'hydrogène semblable aux alliances historiques dans le domaine des combustibles fossiles, telles que les « Seven Sisters », voie le jour. Les conditions préalables à la création d'un cartel efficace sont les suivantes : le nombre de producteurs qui contrôlent une part substantielle du marché doit être relativement faible, et ils doivent être en mesure de fixer et de faire respecter des quotas de production, de contrôler l'expansion des capacités et de limiter l'entrée de nouveaux producteurs. En outre, il faut qu'il y ait peu de solutions de substitution disponibles à court terme. En l'absence de telles conditions, le marché du gaz ne s'est jamais cartellisé (Jaffe & Soligo, 2006), et il est plus que probable que l'hydrogène n'en remplira aucune.

L'hydrogène peut être produit dans de nombreux endroits à travers le monde. De fait, il s'agit d'un produit manufacturé plutôt que d'une matière première ou d'une source d'énergie. Il est donc impossible de dissuader les nouveaux entrants dans le secteur, ce qui est une condition essentielle à la formation d'un cartel. En outre, de nombreux pays ont déclaré leur ambition de devenir des exportateurs d'hydrogène et de carburants dérivés, ce qui limite les risques de concentration des exportations.

37 L'hydrogène est hautement inflammable sur une large plage de concentrations, et certains de ses dérivés peuvent présenter des risques pour la santé.

À l'heure actuelle, les métaux du groupe du platine sont principalement utilisés dans l'industrie automobile. Les catalyseurs des moteurs à combustion interne en utilisent trois : le platine, le palladium et le rhodium, pour limiter les émissions de dioxyde de soufre et d'oxyde nitreux. L'essor des véhicules électriques à batterie réduit cette demande et l'industrie du platine espère que le développement des électrolyseurs à membrane d'électrolyte polymère et des piles à combustible permettra de compenser la baisse de la demande en platine. Les électrolyseurs à oxyde solide, qui sont actuellement au stade du laboratoire, mais qui promettent des rendements susceptibles de réduire la consommation d'électricité, se heurtent à une concentration encore plus importante de l'offre : près de 95 % des matériaux critiques utilisés dans les électrolyseurs à oxyde solide proviennent exclusivement de Chine (Figure 4.7) (IRENA, 2020a). Il en va de même pour les piles à combustible à oxyde solide.

Il convient de noter que les marchés de bon nombre de ces matériaux ne sont pas liquides et sont peu flexibles à court terme. Cela signifie qu'une variation relativement faible de l'offre et de la demande peut entraîner d'importantes fluctuations de prix. Ainsi, au cours des 20 dernières années, les prix du platine ont été multipliés par quatre, ceux du palladium par quinze et ceux de l'iridium par 70 (Platinum Matthey, n.d.). Ces fluctuations de prix pourraient se répercuter sur les chaînes d'approvisionnement en hydrogène et le coût global des équipements clés, notamment des électrolyseurs, tout en affectant les revenus des exploitants miniers et des exportateurs de matières premières.

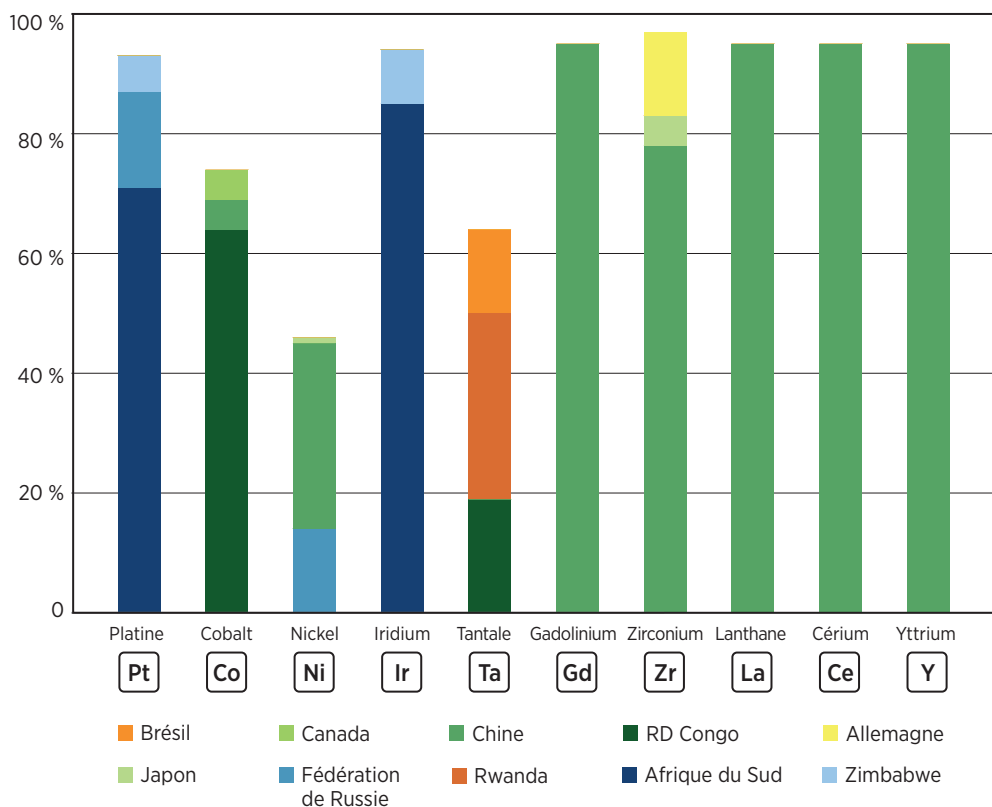


©Phawat/shutterstock.com



Figure 4.7 Principaux producteurs de matériaux critiques dans les électrolyseurs

Fraction de l'offre minière mondiale (%)



Source : IRENA (2020a).



©Eigenvy_V/shutterstock.com

CHAPITRE 5

LES CAUSES PROFONDES DE L'INSTABILITÉ GÉOPOLITIQUE, ET COMMENT L'HYDROGÈNE POURRAIT Y PORTER REMÈDE

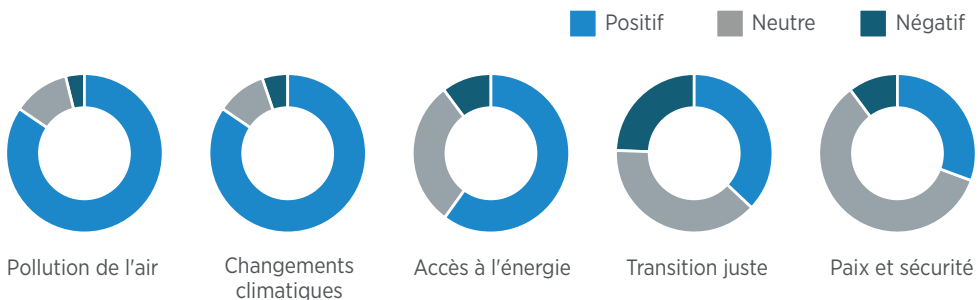
Dans notre monde interconnecté, les analyses des changements géopolitiques doivent tenir compte de la nature étendue et multidimensionnelle des menaces et des vulnérabilités planétaires. Le concept de « sécurité humaine » est souvent utilisé pour décrire les causes profondes de l'instabilité géopolitique. Au-delà des menaces militaires pesant sur la sécurité des États, ce concept élargit les priorités en matière de sécurité pour inclure des menaces non traditionnelles telles que les changements climatiques, la pauvreté et les maladies, qui peuvent compromettre la paix et la stabilité au sein des pays et dans leurs relations. L'Assemblée générale des Nations Unies (2012) a approuvé ce principe, qui inspire le travail de cette organisation dans des domaines aussi variés que la consolidation de la paix, l'aide humanitaire et le développement durable.

Les 17 Objectifs de développement durable (ODD) reflètent la nature multidimensionnelle de la sécurité humaine. En fonction de la manière dont il est exploité, l'hydrogène pourrait avoir des effets tant positifs que négatifs sur les résultats du développement durable (Figure 5.1).



05

Figure 5.1 Avis d'experts concernant les répercussions de l'hydrogène sur certains résultats en matière de développement durable d'ici 2050



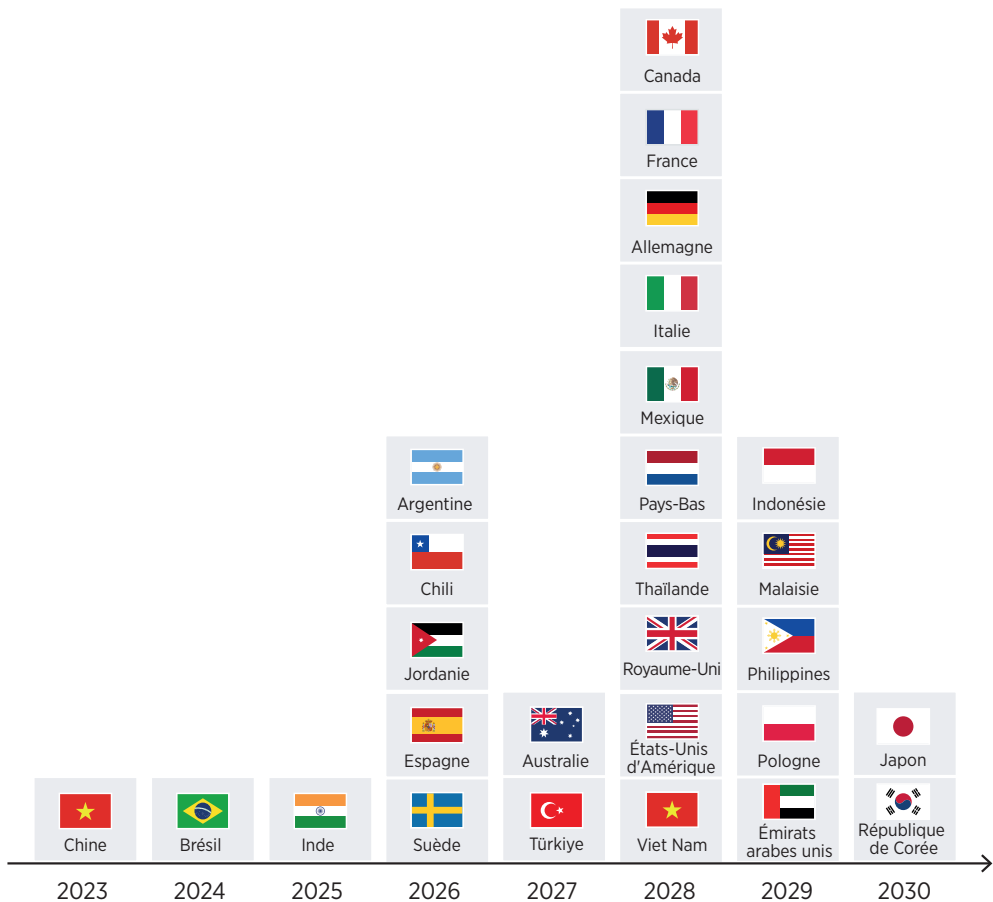
Source : Enquête menée par les experts de l'IRENA (Encadré 2.2)

5.1 TRANSFORMATIONS SOCIOPOLITIQUES

La transition énergétique mondiale a des répercussions sociales et économiques qui pourraient avoir des conséquences en chaîne sur le plan géopolitique. Pour que cette transition soit équitable et inclusive, les décideurs politiques doivent prêter attention à ses effets sur l'emploi et le développement industriel, ainsi qu'à son caractère inclusif. D'une part, l'IRENA estime que les électrolyseurs pourraient à eux seuls favoriser directement la création de 2 millions d'emplois dans le monde à partir de 2030, sur une population active qui devrait compter 137 millions de personnes à cette date (IRENA & OIT, 2021). D'autre part, l'hydrogène pourrait avoir un effet perturbateur sur certains secteurs d'activité en augmentant le risque de délaisement d'actifs. L'hydrogène bleu est parfois présenté comme une valeur sûre, car il permet aux pays producteurs de monétiser des ressources en gaz naturel et des gazoducs qui risqueraient autrement de devenir irrécupérables. Mais la réduction attendue des coûts de l'hydrogène vert, associée à des politiques plus strictes en matière d'atténuation des changements climatiques, signifie que les investissements dans les chaînes d'approvisionnement basées sur les combustibles fossiles (bleus ou gris) (en particulier les actifs censés être exploités pendant de nombreuses années) pourraient devenir irrécupérables.

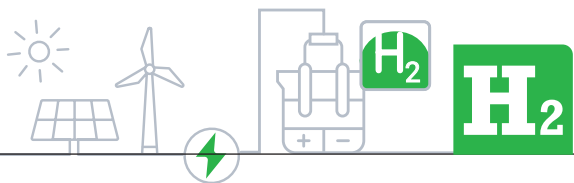
Selon les prévisions de l'IRENA, les coûts de l'hydrogène vert devraient être inférieurs à ceux de l'hydrogène bleu d'ici 2030 (IRENA, 2020a). Et cela pourrait se produire encore plus tôt dans certains pays, comme la Chine, grâce à ses électrolyseurs bon marché, et le Brésil et l'Inde, grâce à leurs énergies renouvelables peu coûteuses et aux prix relativement élevés du gaz (Figure 5.2).

Figure 5.2 Pays dans lesquels l'hydrogène vert pourrait éventuellement devenir moins cher que l'hydrogène bleu, par année



Source : BloombergNEF (2021d).

Remarques : la figure est basée sur le scénario optimiste du coût de l'électrolyseur alcalin de Bloomberg New Energy Finance, sur un dimensionnement individuel de la capacité des énergies renouvelables et de l'électrolyseur, et sur les moyennes des perspectives des prix du gaz sur 20 ans.



Le segment de consommation finale de la chaîne de valeur de l'hydrogène présente un autre risque de délaissement d'actifs. En effet, l'hydrogène propre devrait jouer un rôle important dans les industries lourdes telles que l'acier, le ciment et les produits chimiques. Les usines existantes dans ces secteurs ont une durée de vie typique de 30 à 40 ans, et la plupart font l'objet d'une rénovation importante au cours de leur vie (IRENA, 2020b). Si de nouvelles usines et de nouveaux actifs sont construits pour fonctionner avec des combustibles fossiles, ils bloqueront des milliards de tonnes d'émissions de gaz à effet de serre et risqueront d'être abandonnés le long de la voie du zéro émission. Étant donné qu'il ne reste que peu de cycles d'investissement avant 2050, il est essentiel que ces centrales puissent résister à l'épreuve du temps.

La coopération entre les pays et au sein de chacun d'eux sera cruciale pour la diffusion en temps utile de technologies propres, notamment pour l'industrie lourde et les transports. En aidant les pays en développement à déployer des projets relatifs à l'hydrogène, on pourrait, par exemple, contribuer à exclure les combustibles fossiles plutôt qu'à les maintenir. Les pays industrialisés ont peut-être pour leur part intérêt à remplacer les infrastructures vieillissantes par des solutions compatibles avec le principe « zéro émission » conçues pour l'économie du futur.

L'hydrogène peut également être intégré dans un ensemble de mesures de transition juste et soutenir à la fois le développement et la reconversion industriels, y compris dans les parcs industriels et les ports à forte intensité énergétique. Ainsi, Iberdrola, une multinationale espagnole de services publics d'électricité, a commencé à construire une usine d'hydrogène vert à usage industriel à Puertollano, en Espagne, une ancienne ville minière (Iberdrola, n.d.). Le port de Rotterdam, qui est actuellement une importante plaque tournante pour les combustibles fossiles, a défini sa vision d'avenir : se convertir en pôle d'hydrogène propre, relié par des câbles à haute tension aux parcs éoliens offshore de la mer du Nord pour établir de nouvelles routes commerciales destinées à importer de l'hydrogène et ses dérivés (Capitainerie de Rotterdam, 2020).



5.2 CHANGEMENTS CLIMATIQUES, STRESS HYDRIQUE ET INSÉCURITÉ ALIMENTAIRE

Risques de sécurité liés au climat

Depuis plus d'une décennie, les changements climatiques sont largement reconnus comme de potentiels « multiplicateurs de menace », qui accentuent les sources existantes de conflits et d'insécurité (Assemblée générale des Nations Unies, 2009). Le rapport de 2015 intitulé « *Un nouveau climat pour la paix* » et commandité par le G7 (Adelphi *et al.*, 2015), identifie sept risques composés de fragilité climatique qui font peser une grave menace sur la stabilité des États et des sociétés pour les décennies à venir (Tableau 5.1), allant de l'augmentation de la concurrence pour les ressources locales à la volatilité des prix des denrées alimentaires, en passant par une plus grande précarité des moyens de subsistance et les migrations.

Tableau 5.1 Sept façons dont les changements climatiques menacent la stabilité

Menace	Description
Concurrence pour les ressources locales	Lorsque la pression sur les ressources naturelles augmente, la concurrence peut conduire à l'instabilité voire à des conflits violents en l'absence d'une résolution efficace des conflits.
Insécurité des moyens de subsistance et migration	Les changements climatiques vont accroître l'insécurité des personnes qui dépendent des ressources naturelles pour leur subsistance, ce qui pourrait les pousser à migrer ou à se tourner vers des sources de revenus informelles et illicites.
Phénomènes climatiques extrêmes et catastrophes	Les phénomènes climatiques extrêmes et les catastrophes vont exacerber les situations de précarité et peuvent accroître les vulnérabilités et les griefs des populations, en particulier dans les pays touchés par des conflits.
Volatilité des prix et des réserves alimentaires	Il est très probable que les changements climatiques ne perturbent la production alimentaire dans de nombreuses régions, entraînant une hausse des prix et de la volatilité des marchés, et accentuant le risque de manifestation, d'émeutes et de conflits civils.
Gestion des eaux transfrontalières	La gestion des eaux transfrontalières est souvent source de tensions. À mesure que la demande augmente et que les changements climatiques affectent la disponibilité et la qualité de l'eau, la concurrence pour son utilisation va probablement accroître la pression sur les structures de gouvernance existantes.
Élévation du niveau de la mer et dégradation des côtes	L'élévation du niveau de la mer menacera la viabilité des zones de faible altitude avant même qu'elles ne soient submergées, ce qui entraînera des perturbations sociales, des déplacements et des migrations. En outre, les désaccords sur les frontières maritimes et les ressources océaniques pourraient s'intensifier.
Effets imprévus des politiques climatiques	Avec la généralisation de la mise en œuvre des politiques d'adaptation et d'atténuation des changements climatiques, les risques d'effets négatifs imprévus vont également augmenter, en particulier dans les contextes fragiles.

Source : Adelphi *et al.* (2015).



L'hydrogène propre sera indispensable pour parvenir à une décarbonisation massive et éviter l'emballement des changements climatiques. En atténuant les menaces liées à ces derniers, il peut contribuer à la stabilité géopolitique. De plus, il est particulièrement important d'adopter une politique adéquate pour l'hydrogène bleu, en raison des risques de fuites de méthane et de l'absence de normes sur les taux de captage du dioxyde de carbone. En cas de fuite dans l'atmosphère, l'hydrogène peut contribuer indirectement au réchauffement de la planète, car il augmente les niveaux de méthane et d'ozone, qui sont les gaz à effet de serre les plus nocifs après le dioxyde de carbone. Cet effet ne doit toutefois pas être exagéré. Le potentiel de réchauffement planétaire de l'hydrogène sur 100 ans est estimé à moins d'un quart de celui du méthane³⁸. Il n'en reste pas moins que des certificats d'origine fondés sur un système international transparent et crédible seront essentiels pour surveiller et gérer la contribution de l'hydrogène aux efforts de lutte contre les changements climatiques.

Stress hydrique

Si le stress hydrique constitue une menace directe pour le bien-être humain et environnemental, il peut également provoquer des migrations massives et des conflits, lesquels peuvent éclater aussi bien au niveau communautaire, si les communautés locales se trouvent contraintes de se disputer les rares réserves d'eau douce, qu'à l'échelon international, sous la forme de conflits transfrontaliers (FAO, 2020). Plus de 2 milliards de personnes vivent dans des pays soumis au stress hydrique (UNESCO, 2021). Et le problème devrait s'aggraver en raison des changements climatiques, des modèles économiques et de la croissance démographique.

L'hydrogène nécessite des quantités importantes d'eau (pure) comme matière première. Étant donné que les effets des changements climatiques continuent d'exacerber le stress hydrique, un nombre croissant de pays devront peut-être se poser la question de savoir si la production d'hydrogène est envisageable à long terme. Les 409 millions de tonnes d'hydrogène vert nécessaires d'ici 2050 dans le cadre de la voie à 1,5 °C de l'IRENA demanderaient près de 7 à 9 milliards de mètres cubes (m³) d'eau par an, soit moins de 0,25 % de la consommation actuelle d'eau douce (Banque mondiale, n.d.-c). En outre, le choix de la voie de production a son importance, car l'hydrogène vert a une empreinte hydrique plus faible que l'hydrogène bleu. Ainsi, les technologies solaires photovoltaïques et éoliennes sont nettement moins gourmandes en eau que la génération thermique pendant la phase opérationnelle, ce qui permet de libérer des ressources en eau de plus en plus limitées (IRENA, 2015). Par exemple, l'analyse par l'IRENA des engagements de la Chine et de l'Inde dans le cadre de leurs contributions déterminées au niveau national (CDN) révèle que l'augmentation de l'énergie renouvelable, en particulier du solaire photovoltaïque et de l'éolien, associée à l'amélioration des technologies de refroidissement, pourrait réduire l'intensité du prélèvement d'eau pour la production d'électricité de 42 % et 84 %, respectivement, d'ici 2030 (IRENA, 2018b ; IRENA, 2016b). Dans la région du Conseil de coopération du Golfe (CCG), la réalisation des objectifs et des plans de déploiement des énergies renouvelables d'ici 2030 peut réduire les prélèvements d'eau pour la production d'électricité et l'extraction de combustible associée de 11,5 trillions de litres, soit une diminution de 17 % (IRENA, 2019b).

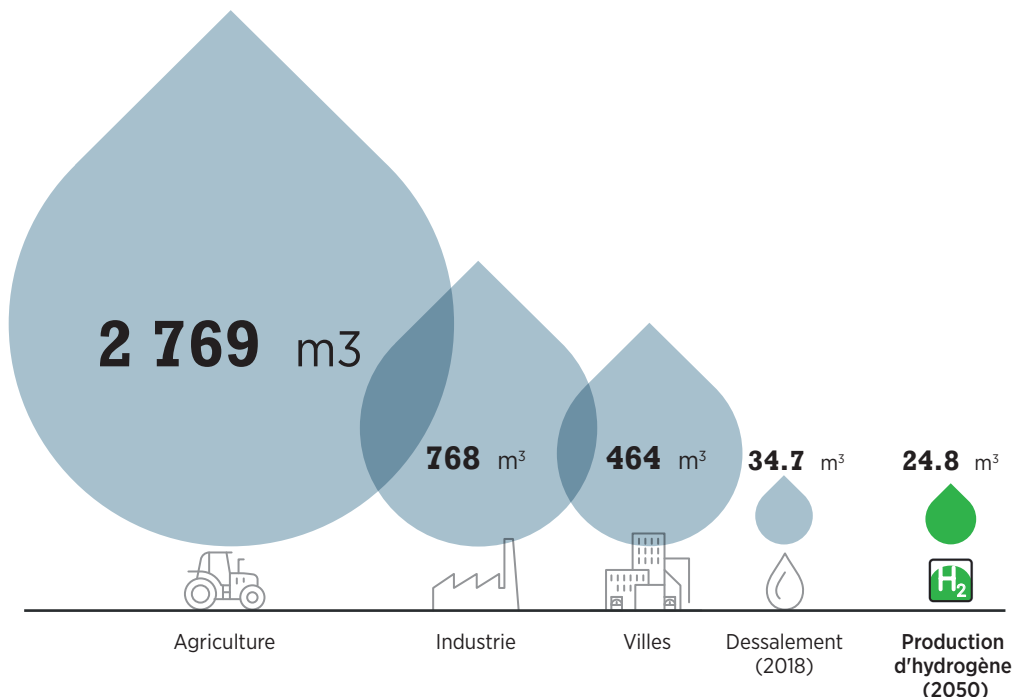


iStock.com

³⁸ Le potentiel de réchauffement climatique de l'hydrogène sur une période de 100 ans est estimé de 1,9 à 4,7. Il est de 21,2 à 37,2 pour le méthane (Field & Derwent, 2021).

Les investisseurs ont jeté leur dévolu sur les sites disposant des meilleures ressources solaires photovoltaïques et éoliennes pour développer des projets d'hydrogène vert. Mais il se trouve que les endroits les plus ensoleillés sont aussi les plus secs. Ainsi, plus de 70 % des projets d'électrolyseurs prévus seront mis en œuvre dans des régions soumises à un stress hydrique, comme l'Arabie saoudite, l'Australie, le Chili, l'Espagne et Oman (Figure 5.4). Cela signifie que plus de 85 % des projets d'hydrogène vert prévus pourraient devoir s'approvisionner en eau via le dessalement (Rystad, 2021). Et le dessalement de l'eau de mer augmenterait de 0,02 à 0,05 USD le coût d'un kilogramme d'hydrogène (Blanco, 2021 ; Caldera & Breyer, 2017). Sans oublier que la plupart des dessaleurs à l'échelle commerciale sont aujourd'hui alimentés par des combustibles fossiles.

Figure 5.3 Consommation d'eau de l'hydrogène en 2050 par rapport aux secteurs sélectionnés aujourd'hui (milliards de mètres cubes)

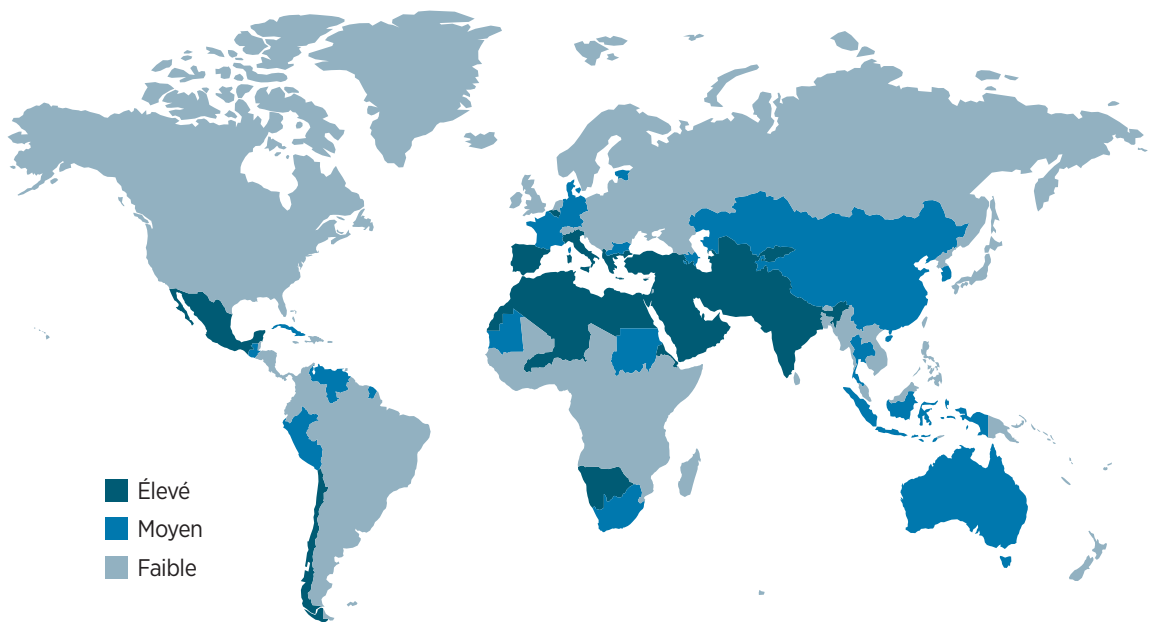


Source : Blanco (2021).

Remarques : ce chiffre ne tient compte que de la consommation d'eau, et non pas des prélèvements, lesquels incluent l'eau qui retourne directement à sa source. La consommation inclut toute l'eau qui est transformée ou qui ne retourne pas à la source. Bien que la majeure partie de l'eau puisse être récupérée lorsque l'hydrogène est brûlé ou utilisé dans une pile à combustible, elle n'est généralement pas renvoyée dans la masse d'eau d'origine et sera considérée comme consommée (Beswick, Oliveira & Yan, 2021).

L'hydrogène vert peut contribuer à améliorer la sécurité hydrique. Pour des secteurs comme l'agriculture ou les petites industries, le dessalement peut s'avérer coûteux, ce qui rend l'approvisionnement en eau crucial. En ce qui concerne l'hydrogène vert, le dessalement augmente de 1 à 2 % la consommation d'énergie et le coût de production, l'électricité consommée étant le facteur déterminant. Il pourrait donc servir de stimulant pour le secteur du dessalement, ce qui entraînerait une augmentation massive des capacités de ce dernier. En outre, cela pourrait accroître l'offre d'eau douce à d'autres fins que l'électrolyse, ou faire baisser le coût du dessalement (IRENA, 2020a). Il convient toutefois de noter que les usines de dessalement produisent de la saumure enrichie en sel et en produits chimiques, dont les rejets en mer pourraient avoir des effets écologiques indésirables.

Figure 5.4 Carte thermique des niveaux de stress hydrique



Source : sur la base du Rystad Energy RenewableCube (2021).

Source de la carte : Natural Earth, 2021

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites indiquées sur cette carte n'impliquent aucune approbation ou acceptation officielle par l'IRENA.

Conflits pour la terre et les aliments

L'hydrogène est utilisé pour produire la totalité de l'ammoniac industriel sur la planète. L'ammoniac est le principal ingrédient des engrais synthétiques, qui sont responsables d'une part importante des rendements des cultures dans le monde. Ces engrais à base d'hydrogène font vivre aujourd'hui environ la moitié de la population mondiale (Ritchie, 2017). Sans hydrogène, la productivité agricole chuterait, mettant en péril la sécurité alimentaire de millions de personnes.

Il n'existe actuellement aucune alternative réelle à l'utilisation de l'hydrogène dans la fabrication des engrais synthétiques, et celui-ci est généralement produit à partir de gaz naturel et de charbon, sans captage ni stockage du carbone. L'essor attendu de l'hydrogène propre pourrait donc contribuer à la décarbonisation de la chaîne d'approvisionnement alimentaire mondiale. En augmentant l'offre d'hydrogène sur le marché, cela pourrait également renforcer la sécurité alimentaire mondiale.

Ces effets pourraient s'avérer particulièrement importants pour l'Afrique subsaharienne, où la consommation d'engrais était inférieure à 20 kg par hectare (kg/ha) en 2018, soit deux à trois fois moins que ce qui est nécessaire pour répondre aux besoins du secteur agricole (Banque mondiale, n.d.-d). De plus, l'utilisation inadéquate d'engrais entraîne l'épuisement des nutriments du sol, une faible productivité agricole et une diminution des terres arables par habitant. Sur le continent, l'ammoniac est en grande partie produit à partir du gaz naturel concentré en Algérie, en Égypte et au Nigéria. Mais on peut également en produire de manière compétitive à partir de l'énergie solaire et éolienne, et des projets sont annoncés à cet égard en Égypte, en Mauritanie, au Maroc et en Namibie (Encadré 3.2). Enfin, il convient de définir clairement certaines priorités, car les besoins nationaux en ammoniac doivent être satisfaits avant que les pays ne sa lancent dans son exportation.



© fotolog / istock.com

© Niwat panket / shutterstock.com



L'avènement de l'hydrogène propre pourrait également avoir une incidence sur les prix mondiaux des denrées alimentaires. En effet, l'imposition de quotas d'hydrogène vert aux producteurs d'engrais, comme l'Inde envisage de le faire, pourrait contribuer à accroître sa production. Les effets sur la sécurité alimentaire doivent toutefois être surveillés de près. Le coût du gaz naturel représente actuellement 60 à 80 % des coûts variables des intrants pour la production d'engrais azotés (Commission européenne, 2019). Lorsque le prix du gaz fluctue, le cours des engrais suit. Cet effet s'est manifesté pleinement à l'automne 2021, lorsqu'une flambée des prix du gaz naturel a contraint quelques fabricants d'engrais européens à baisser, voire interrompre leur production (Thapliyal, 2021).

En ce qui concerne les conséquences pour les sols, le déploiement d'installations d'électrolyse à grande échelle basées sur les énergies renouvelables est limité dans certaines zones, notamment celles où la densité de population est élevée ou celles où il existe des activités ou des fonctions concurrentes (par exemple, l'agriculture ou des zones protégées). Toutefois, l'effet le plus important sur les sols sera dû aux vastes parcs éoliens et solaires photovoltaïques qu'il faudra construire pour fournir les quantités requises d'électricité renouvelable et d'hydrogène vert. Un projet situé en Australie, le Western Green Energy Hub, couvrira une zone de 15 000 km², soit environ la moitié du territoire de la Belgique ou du Lesotho, pour produire de l'hydrogène vert et de l'ammoniac destinés à l'exportation. Quant au risque d'utilisations concurrentes des sols, il peut être réduit en implantant les installations d'énergies renouvelables dans des régions désertiques non peuplées et des blocs offshore, comme c'est le cas du projet éolien-solaire-hydrogène Nour en Mauritanie, qui pourrait stimuler le déploiement du premier parc éolien offshore d'Afrique (Collins, 2021b).

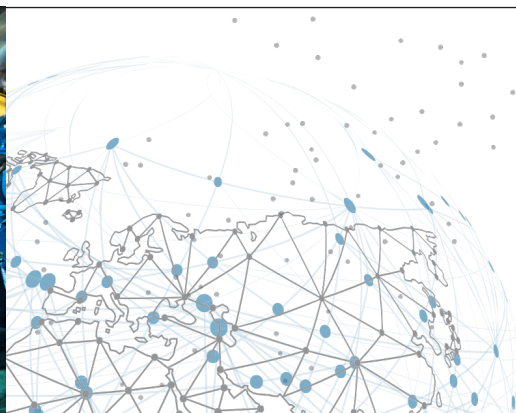
5.3 L'HYDROGÈNE ET LE MONDE EN DÉVELOPPEMENT

Dans de nombreux pays, on a longtemps pensé que la voie de développement la moins chère et la plus accessible était pavée de combustibles fossiles, en particulier le charbon. Ce dernier fournit en effet plus d'un tiers de l'électricité mondiale et joue un rôle clé dans des industries telles que la sidérurgie. Pour plusieurs pays en développement rapide, il a été le combustible sur lequel se sont appuyés les taux de croissance de ces dernières années et décennies. Ainsi, le charbon représentait 61 % de la production totale d'énergie de la Chine en 2020, et en Inde, 71 % de l'approvisionnement en électricité sont dépendants du charbon (Ember, n.d.-a ; Ember, n.d.-b). Les industries très consommatrices d'énergie, comme le ciment, l'acier et les produits chimiques, restent étroitement liées aux combustibles fossiles.

Au cours de la dernière décennie, le développement d'énergies renouvelables moins coûteuses a commencé à remettre en question la dépendance à l'égard des combustibles du XX^e siècle. La baisse des coûts des technologies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque, l'éolien et les batteries ouvre une nouvelle voie de développement. Les énergies renouvelables représentent désormais la forme de production d'électricité la moins chère, avec des coûts inférieurs de 61 % à ceux des centrales électriques au charbon existantes, hors subventions, en 2020 (IRENA, 2021e Lovins, 2021a). Par conséquent, le monde en développement dispose aujourd'hui d'une chance unique de supplanter les combustibles fossiles dans le système électrique. Plusieurs pays l'ont déjà fait ou sont sur le point de basculer vers les énergies renouvelables pour répondre à la totalité ou à la quasi-totalité de la croissance de la demande en électricité (Bond *et al.*, 2021).

Il n'y a aucune raison de croire que le remplacement des combustibles fossiles se limitera au secteur de l'électricité. Les pays et les régions peuvent par exemple se tourner directement vers la mobilité électrique, comme l'ont fait l'Inde et l'Afrique avec les véhicules électriques à deux ou trois roues. L'hydrogène propre peut élargir la gamme de solutions permettant de faire un bond en avant dans de nombreux secteurs.

De nombreux pays en développement ont des décennies d'expérience avec l'hydrogène, ne serait-ce qu'en tant que matière première entrant dans la production d'ammoniac pour les engrais. Quelques-uns saisissent l'occasion de piloter des projets hydrogène dans de nouveaux secteurs. L'Indonésie, l'Afrique du Sud et Trinité-et-Tobago commencent à déployer des piles à combustible à base de méthanol ou d'ammoniac pour les tours de télécommunication, souvent en remplacement des générateurs diesel pour les systèmes de secours (Romer, 2011). La Chine, le Costa Rica et la Malaisie ont mis en service des autobus à piles à combustible (De Sisternes, Fernando & Jackson, 2020). Quant à l'Inde, elle envisage de rendre obligatoire l'utilisation d'une certaine quantité d'hydrogène vert dans les raffineries et les usines d'engrais (Verma, 2021).



Les pays en développement doivent encore renforcer leurs infrastructures, notamment les routes, les habitations, les écoles, les usines, les systèmes d'égouts et les réseaux électriques. Il faut pour cela une grande quantité d'énergie et de matériaux très générateurs d'émissions, qui sont souvent importés. La satisfaction de ces besoins multipliera les avantages du bond en avant.

L'hydrogène propre peut ouvrir de nouvelles perspectives industrielles pour la fabrication et l'utilisation de produits de base, tels que l'acier vert. Même certains des pays les plus pauvres du monde pourraient être en mesure d'exploiter leur potentiel d'énergies renouvelables pour produire localement de l'hydrogène vert, ce qui créerait des débouchés économiques et renforcerait la sécurité énergétique. Seul un effort international visant à canaliser les ressources, à partager les technologies et à transférer le savoir-faire permettra d'exploiter ce potentiel.

Le monde entier peut tirer profit du déploiement de l'hydrogène dans les pays en développement et les économies émergentes s'il contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à favoriser le développement local et la croissance économique. Depuis le début du millénaire, la consommation d'énergie du monde en développement a presque doublé, et les pays en développement et les économies émergentes représentent désormais plus de la moitié de la demande mondiale en énergie (BP, 2021)³⁹, même si leur consommation par habitant est encore bien inférieure à celle des pays développés et même si des millions de personnes vivant dans ces contrées n'ont toujours pas accès aux services énergétiques de base.

Il n'en reste pas moins que, pour l'instant, les technologies de transition énergétique sont beaucoup trop coûteuses pour de nombreux pays en développement. Par conséquent, le fossé entre les pays riches, qui peuvent se permettre la recherche, le développement et le déploiement de l'hydrogène propre, et les plus pauvres, qui ne le peuvent pas, risque de se creuser avant de se réduire, s'opposant ainsi à une transition énergétique équitable et juste.

L'aide apportée aux pays en développement (en particulier les moins développés) pour qu'ils déploient rapidement les technologies de l'hydrogène pourrait empêcher l'élargissement d'un fossé mondial en matière de décarbonisation. L'accès à la technologie (brevetée), à la formation, au renforcement des capacités et à un financement abordable sera essentiel pour réaliser tout le potentiel de l'hydrogène en vue de décarboniser le système énergétique mondial et de contribuer à la stabilité et à l'équité. Ce n'est pas seulement une question d'équité. Un marché de l'hydrogène diversifié crée de nouvelles possibilités de commerce et de coopération, et réduit ainsi les risques de la chaîne d'approvisionnement tout en améliorant la sécurité énergétique pour tous.



© marchmeena29/istock.com

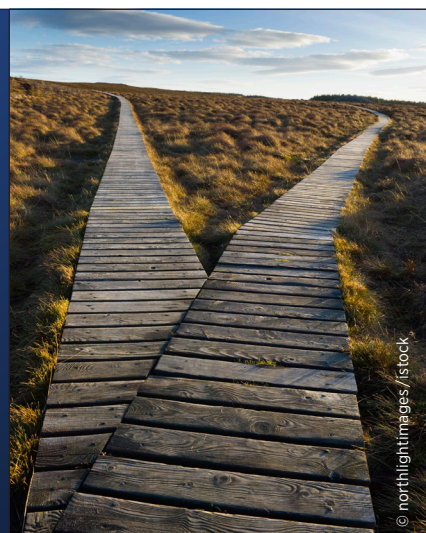
39 Sur la base des données de consommation d'énergie primaire pour les pays Membres et non Membres de l'OCDE.

CHAPITRE 6

CONSIDÉRATIONS POLITIQUES : LA VOIE À SUIVRE

Dans son rapport publié en 2019, la Commission mondiale sur la géopolitique de la transformation énergétique a déclaré que le monde qui émergera de la transition vers les énergies renouvelables serait très différent d'un monde fondé sur les combustibles fossiles (IRENA, 2019a). Elle a également souligné qu'il était impossible de prévoir avec précision l'ampleur et le rythme de la transformation énergétique. L'essor de l'hydrogène illustre parfaitement ce constat. Il y a quelques années, l'hydrogène était considéré comme une niche dans le contexte énergétique mondial. Aujourd'hui, il est au cœur des stratégies de décarbonisation des secteurs plus difficiles à maîtriser, et un nombre croissant de pays et d'industries misent sur son utilisation généralisée.

De nombreux aspects de la transition énergétique sont encore en pleine évolution. La part des énergies renouvelables augmente, avec les changements systémiques qui en découlent. L'électrification notable des consommations finales modifie déjà la demande en termes de taille et de portée. Quant au rôle final de l'hydrogène, il reste à déterminer, la majeure partie étant encore produite à partir de combustibles fossiles. En ce qui concerne la production d'hydrogène vert, elle est appelée à se développer, mais pas seulement au niveau des gisements de pétrole et de gaz actuels. À mesure que les marchés de l'hydrogène se développent, différentes implications économiques, sociales, environnementales et géopolitiques peuvent apparaître. Malgré de nombreuses inconnues, d'ici 2030, le déploiement de l'hydrogène devrait montrer une avancée significative, dans la perspective d'un système énergétique décarbonisé à l'horizon 2050. Certaines des considérations à intégrer dans l'élaboration des politiques sont abordées ci-dessous.



© northlightimages / istock

06

L'hydrogène s'inscrit dans le cadre d'une transition énergétique beaucoup plus vaste, et ses stratégies de développement et de déploiement ne doivent pas être poursuivies de manière isolée.

Il appartient à chaque pays d'évaluer soigneusement la place de l'hydrogène dans ses stratégies économiques, sociales, environnementales et ses politiques globales. Parmi les facteurs à prendre en compte par ceux qui s'efforcent de se positionner dans la nouvelle économie de l'énergie figurent la maturité de leur secteur énergétique, le niveau actuel de compétitivité économique et les effets socio-économiques potentiels de chacun de leurs choix. Ainsi, un pays disposant de ressources énergétiques renouvelables de qualité et d'une électricité bon marché peut choisir de recourir à l'électrolyse pour rendre l'hydrogène vert compétitif en termes de coûts. Si ce n'est pas le cas, les décideurs peuvent juger plus utile de se concentrer sur d'autres technologies sur lesquelles baser la transition énergétique (IRENA, 2020b).

La transition énergétique entraîne la diversification des fournisseurs, des voies d'approvisionnement et des types de vecteurs énergétiques disponibles à l'importation. En conséquence, les projets et les investissements en matière d'infrastructures devront être soigneusement évalués, compte tenu du caractère durable de ces décisions et du fait que les risques (et les coûts) de délaissement d'actifs sont élevés. Les infrastructures de gazoducs, par exemple, devraient pouvoir être réaffectées au transport de gaz verts tels que l'hydrogène et le biométhane. Les défis techniques et les coûts économiques d'une telle réaffectation doivent être pris en compte dès le départ.

Il sera essentiel de fixer correctement les priorités concernant l'utilisation de l'hydrogène pour faire en sorte que celui-ci soit déployé rapidement et contribue à long terme aux efforts de décarbonisation.

Les efforts menés à l'échelle mondiale devraient se concentrer sur les applications qui offrent les avantages les plus immédiats et permettent de réaliser des économies d'échelle, en particulier à court terme. À ses débuts, le commerce de l'hydrogène sera sans doute organisé autour d'accords bilatéraux qui présentent un risque de défaillance de l'une ou l'autre partie. Il convient de donner la priorité aux applications à forte demande pour lesquelles l'hydrogène est clairement la meilleure solution, car elles sont plus susceptibles d'être rentables et moins exposées aux risques des marchés naissants. Ainsi, on pourrait soutenir, puis accélérer le passage à l'hydrogène vert dans les applications industrielles où ce gaz est déjà utilisé, comme le raffinage et la production d'ammoniac et de méthanol (IRENA, 2020b).

L'électricité générée à partir de sources renouvelables à des fins productives doit être soigneusement évaluée avant d'être détournée pour fabriquer de l'hydrogène vert (IRENA, 2020b). Dans le cas contraire, l'utilisation sans discernement de l'hydrogène vert pourrait ralentir la transition énergétique et éventuellement réinjecter davantage de combustibles fossiles dans le bouquet énergétique. Le non-respect du principe d'additionnalité pourrait également faire obstacle à l'élargissement de l'accès à l'énergie à ceux qui en sont privés aujourd'hui, si les pays donnent la priorité au déploiement des énergies renouvelables pour l'exportation d'hydrogène vert.



© peshkov/istock

La coopération internationale sera nécessaire pour concevoir un marché de l'hydrogène transparent, avec des normes et des standards cohérents, contribuant de manière significative aux efforts de lutte contre les changements climatiques.

L'hydrogène propre peut constituer un élément important du puzzle de la décarbonisation avancée et contribuer à son tour à la stabilité géopolitique en multipliant les possibilités économiques et politiques positives pour les pays et les régions, et en réduisant au minimum possible les risques et les dégâts sur le plan climatique. Il existe toutefois des risques de dépendance au carbone si les stratégies relatives à l'hydrogène prolongent la demande et l'offre de combustibles fossiles et entravent l'efficacité énergétique et l'électrification. En ce qui concerne l'hydrogène bleu, pour garantir qu'il puisse contribuer de manière significative à la décarbonisation, il faudra convenir d'un seuil pour le captage du carbone et les émissions de méthane.

Pour assurer le bon fonctionnement d'un marché international de l'hydrogène, il sera essentiel de faire preuve de transparence sur la manière de déterminer les émissions. Le succès des marchés de l'hydrogène propre dépend de la capacité à établir des règles, des normes et des standards cohérents et transparents pour faciliter son déploiement dans les différents pays, régions et secteurs. Leur élaboration pourrait devenir un champ de compétition géopolitique, mais une coopération internationale forte et un engagement politique et économique constructif peuvent s'avérer très bénéfiques. L'IRENA constitue un forum mondial utile pour une telle coopération à travers son Cadre de collaboration sur l'hydrogène vert.

Pour décarboniser le système énergétique, il est essentiel de soutenir la progression des énergies renouvelables et de l'hydrogène vert dans les pays en développement, ce qui peut contribuer à l'équité et à la stabilité mondiales.

Un marché de l'hydrogène diversifié ouvrirait de nouvelles possibilités de commerce et de coopération, et réduirait ainsi les risques de la chaîne d'approvisionnement tout en améliorant la sécurité énergétique pour tous. La capacité des pays à transformer le potentiel renouvelable en production d'énergie dépend de leur aptitude à fabriquer les équipements nécessaires et de la propriété intellectuelle qui sous-tend l'innovation. Actuellement, la capacité de fabrication est concentrée dans quelques pays. Par conséquent, la plupart d'entre eux dépendent des importations d'équipements provenant d'un nombre relativement restreint de sites. Dans un souci de stabilité géopolitique et de transition énergétique équitable, les futurs importateurs devraient promouvoir la diversification en permettant aux pays en développement riches en énergies renouvelables de mettre en place des chaînes de valeur locales et des industries vertes créatrices d'emplois. L'accès à la technologie, à la formation, au renforcement des capacités et à un financement abordable sera vital pour réaliser tout le potentiel de l'hydrogène en vue de décarboniser le système énergétique mondial et de contribuer à la stabilité et à l'équité dans le monde.

Les risques géopolitiques peuvent être atténués en réduisant la consommation superflue d'énergie dans de nombreux usages finaux.

Pour opérer la transition vers une industrie véritablement durable, il ne suffit pas de changer de source d'énergie, il faut aussi développer des moyens efficaces d'utiliser cette dernière de manière juste et équitable. Cela implique de réduire la consommation superflue dans de nombreux usages finaux et modifier le système, qui repose sur une hausse continue des besoins énergétiques. Ainsi, dans le cadre d'une transition vers un système énergétique décarbonisé, les pays peuvent tout à fait produire de l'hydrogène pour améliorer leur indépendance énergétique, tout en continuant à dépendre d'un nombre limité d'entre eux pour leurs matériaux. L'innovation, l'efficacité, le recyclage et l'économie circulaire peuvent tous contribuer à atténuer les inquiétudes liées aux goulots d'étranglement dans l'approvisionnement en minéraux et en métaux. C'est néanmoins la réduction de la demande qui est essentielle pour assurer à long terme la sécurité des approvisionnements en matériaux.

Les décideurs politiques devraient tenir compte des répercussions plus larges du déploiement de l'hydrogène sur le développement durable pour garantir des résultats positifs et durables.

Souvent cité comme l'une des causes profondes de l'instabilité géopolitique, le concept de « sécurité humaine », tel qu'il est défini dans le Programme de développement durable à l'horizon 2030 et dans les 17 Objectifs de développement durable, élargit le volet sécurité pour inclure des menaces telles que la pauvreté et la maladie, susceptibles de compromettre la paix et la stabilité au sein des pays et dans leurs relations. En fonction de son processus de déploiement, l'hydrogène pourrait avoir une incidence positive ou négative sur le résultat du développement durable. Ainsi, d'un point de vue technique, l'eau nécessaire à la production d'hydrogène n'est généralement pas perçue comme un obstacle à son déploiement. Mais les changements climatiques multiplient les risques liés à l'eau dans des endroits actuellement considérés comme des sites prometteurs pour la production de ce gaz. Une meilleure compréhension de la nature multidimensionnelle des menaces et des vulnérabilités mondiales permettra de prévoir et de désamorcer certains risques susceptibles de découler du déploiement de l'hydrogène à grande échelle.

Les gouvernements ont aujourd'hui une occasion unique de façonner l'avènement de l'hydrogène, d'éviter les défaillances et les insuffisances des systèmes actuels et d'influencer les conséquences géopolitiques. Il apparaît clairement que l'adoption accrue des technologies de l'hydrogène perturbera certaines alliances et certains partenariats économiques et politiques. Si elles sont mises en œuvre avec la prudence nécessaire, ces technologies énergétiques peuvent également mettre en évidence les forces positives des bouleversements, favorisant la souveraineté, la résilience et la coopération nationales et régionales. Alors que la course à l'hydrogène propre s'accélère, l'expérience de l'utilisation des combustibles fossiles peut être riche d'enseignements. Les décideurs politiques peuvent également en tirer de l'expérience des pionniers du secteur de l'hydrogène et reproduire leurs pratiques éprouvées. Mais, par-dessus tout, la coopération internationale sera essentielle pour gérer efficacement les imprévus, atténuer les risques et surmonter les obstacles dans les années à venir.

RÉFÉRENCES

Abad, A.V. & P.E. Dodds (2020), « Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges », *Energy Policy*, Vol. 138, 111300.

Adelphi, International Alert, Woodrow Wilson International Center for Scholars et Institut d'études de sécurité de l'Union européenne (2015), *Un nouveau climat pour la paix : agir sur les risques liés au climat et à la fragilité*.

ADNOC (2021a), « ADNOC et trois sociétés japonaises explorent les possibilités en matière d'hydrogène et d'ammoniac bleu », Compagnie pétrolière nationale d'Abou Dhabi, Abou Dhabi, <https://wam.ae/fr/details/1395302951178>.

ADNOC (2021b), « ADNOC and PETRONAS sign comprehensive strategic framework agreement », Compagnie pétrolière nationale d'Abou Dhabi, Abou Dhabi, www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2021/adnoc-and-petronas-sign-comprehensive-strategic-framework-agreement.

ADNOC (2021c), « ADNOC et la société coréenne GS Energy étudient les possibilités de développer l'économie de l'hydrogène et la position d'Abou Dhabi en matière d'exportation de carburants pour transporteurs », Compagnie pétrolière nationale d'Abou Dhabi, Abou Dhabi, <https://wam.ae/fr/details/1395302915376>.

African Hydrogen Partnership (2019), *Green African Hydrogen Operational Planning*, www.afr-h2-p.com/documents (consulté le 13 janvier 2022).

Agora (2021), *12 insights on hydrogen*, Agora Energiewende et Agora Industry, www.agora-energiewende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication/.

AIE (2021a), *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector*, Agence internationale de , Paris, https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.

AIE (2021b), *Methane Tracker 2021 - Analysis*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/methane-tracker-2021.

AIE (2021c), *Global Hydrogen Review 2021*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021.

AIE (2021d), « Could the green hydrogen boom lead to additional renewable capacity by 2026? », AIE, Paris, 1er décembre, www.iea.org/articles/could-the-green-hydrogen-boom-lead-to-additional-renewable-capacity-by-2026.

AIE (2021e), *Global EV Outlook 2021*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021.

AIE (2021f), *World Energy Outlook 2021*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021.

AIEA (2021g), *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*, AIE, Paris.

AIE (2020), *World Energy Outlook 2020*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020.

AIE (2019a), *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, AIE, Paris.

AIE (2019b), *Africa Energy Outlook 2019 - World Energy Outlook Special Report*, AIE, Paris, www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019.

Amelang, S. (2020), « Europe vies with China for clean hydrogen superpower status », *Clean Energy Wire*, www.cleanenergywire.org/news/europe-vies-china-clean-hydrogen-superpower-status.

Aramco (2020a), « Aramco completes its acquisition of a 70% stake in SABIC from the Public Investment Fund (PIF) », www.aramco.com/en/news-media/news/2020/saudi-aramco-completes-acquisition-of-70-percent-stake-in-sabic.

Aramco (2020b), « World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future », www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment.

Argus (2021), « Oman signs land deal for new green hydrogen plant », www.argusmedia.com/en/news/2247165-oman-signs-land-deal-for-new-green-hydrogen-plant.

Assemblée générale des Nations Unies (2009), *Climate change and its possible security implications. Rapport du Secrétaire général*, 11 septembre, Nations Unies, New York.

Atchison, J. (2021), « Ammonia infrastructure: panel wrap-up from the 2020 Ammonia Energy Conference », 22 janvier, www.ammoniaenergy.org/articles/ammonia-infrastructure/.

Bataille, C. et al. (2021), *Global Facility Level Net-Zero Steel Pathways: Technical Report on the First Scenarios of the Net-Zero Steel Project*, Institut du développement durable et des relations internationales, Paris, http://netzerosteel.org/wp-content/uploads/pdf/net_zero_steel_report.pdf.

Banque mondiale (n.d.-a), « GDP (current, US\$) », Banque mondiale, Washington DC, <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>.

Banque mondiale (n.d.-b), « Energy imports, net (% of energy use), World Development Indicators » <https://data.worldbank.org/indicator/EG.IMP.CON.S.ZS>.

Banque mondiale (n.d.-c), « Annual freshwater withdrawals, total (billion cubic meters) », <https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3>.

Banque mondiale (n.d.-d), « Fertiliser consumption (kilograms per hectare of arable land) », <https://data.worldbank.org/indicator/AG.CON.FERT.ZS>.

Bauer, C. et al. (2021), *On the climate impacts of blue hydrogen production*. <https://doi.org/10.33774/CHEMRXIV-2021-HZ0QP>.

Beswick, R. R., A. M. Oliveira & Y. Yan (2021), « Does the green hydrogen economy have a water problem? », *ACS Energy Letters*, Vol. 6, No. 9, pp. 3167-3169.

Black, R. et al. (2021), *Taking Stock: A global assessment of net zero targets*, Energy & Climate Intelligence Unit and Oxford Net Zero, Londres.

Blanco, H. (2021), « Hydrogen production in 2050: How much water will 74 EJ need? » *Energy Post*, <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/>.

BloombergNEF (2021a), *New Energy Outlook 2021*, Bloomberg New Energy Finance, Londres.

BloombergNEF (2021b), *2H 2021 Hydrogen Market Outlook: China Drives a Gigawatt*, Bloomberg New Energy Finance, Londres.

BloombergNEF (2021c), *Decarbonizing Steel: A Net Zero Pathway*, Bloomberg New Energy Finance, Londres.

BloombergNEF (2021d), *Green Hydrogen to Start Undercutting Blue by Mid-2020s*, Bloomberg New Energy Finance, Londres.

BMW (2021), « Minister Altmaier: « Making further progress on international market ramp-up for green hydrogen », Ministère fédéral de l'économie et du climat, communiqué de presse, 14 juin, www.bmw.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2021/06/20210614-new-funding-instrument-h2global-launched.html (consulté le 13 janvier 2022).

Bogdanov, D., M. Child & C. Breyer (2019), « Reply to "Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption" ». *Nature Communication*, Vol. 10, 4587, <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12469-y>.

Bond, K. et al. (2021), *Reach for the sun: The emerging market electricity leapfrog*, Carbon Tracker.

Bowen, J. (2021), *Fuelling Cooperation: The Indo-Pacific Hydrogen Transformation*, Perth USAsia Center.

BP (2021), *Statistical Review of World Energy 2021*, BP, Londres, www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf.

Brasington, L. (2019), « Hydrogen in China » Cleantech Group, www.cleantech.com/hydrogen-in-china/.

Brisbane Times (2021), « Fortescue unveils plan for world-leading green hydrogen hub in Qld », 10 octobre, www.brisbanetimes.com.au/ (abonnement obligatoire).

Bullard, N. (2021), « A gigafactory for hydrogen could be a game changer », Bloomberg, www.bloomberg.com/news/articles/2021-07-01/a-gigafactory-for-hydrogen-could-be-a-game-changer (abonnement obligatoire).

CAFCP (2018), *The California Fuel Cell Revolution*, California Fuel Cell Partnership, juillet, p. 24.

Caglayan, D.G. et al. (2020), « Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe », *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No.11, pp. 6793-6805.

Caldera, U. & C. Breyer (2017), « Learning curve for seawater reverse osmosis desalination plants: Capital cost trend of the past, present, and future », *Water Resources Research*, Vol. 53, No. 12, pp. 10523-10538.

Capitainerie de Rotterdam (2020), « Hydrogen vision », 7 mai, www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf.

CARB (2019), *2019 Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development*, California Air Resources Board, juillet, p. 89.

CCNUCC (2021), « COP26 world leaders summit- statement on the breakthrough agenda », *Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques, Royaume-Uni 2021*, Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, <https://ukcop26.org/cop26-world-leaders-summit-statement-on-the-breakthrough-agenda/>.

CME (2021), « National hydrogen strategies », *Conseil mondial de l'énergie*, Londres, www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_National_Hydrogen_Strategies_-_September_2021.pdf.

CNUCED (2020), *Review of Maritime Transport*, 2020, Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement, https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020_en.pdf.

Collins, L. (2021a), « Green hydrogen now cheaper to produce than grey H2 across Europe due to high fossil gas prices », *Recharge*, www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-now-cheaper-to-produce-than-grey-h2-across-europe-due-to-high-fossil-gas-prices/2-1-1098104.

Collins, L. (2021b), « New 10GW green hydrogen project in Mauritania could include Africa's first offshore wind farm », *Recharge*, www.rechargenews.com/energy-transition/new-10gw-green-hydrogen-project-in-mauritania-could-include-africas-first-offshore-wind-farm/2-1-1074316.

Congrès américain (2021), *H.R.5376 - Build Back Better Act*, www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text.

Conseil mondial de l'énergie (2021), *Hydrogen on the horizon: Hydrogen demand and cost dynamics*, Conseil mondial de l'énergie, septembre 2021, www.worldenergy.org/publications/entry/working-paper-hydrogen-demand-and-cost-dynamics.

Commission européenne (2021), *The European economic and financial system: fostering openness, strength and resilience*, 19 janvier, Bruxelles.

Commission européenne (2020a), *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, 8 juillet, Bruxelles, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.

Commission européenne (2020b), *Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A Foresight Study*, Centre commun de recherche, Commission européenne, Bruxelles, <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/42881>.

Commission européenne (2019), « Fertilisers in the EU: Prices, trade, and use », *EU Agricultural Market Briefs*, n° 15, juin, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/food-farming-fisheries/farming/documents/market-brief-fertilisers_june2019_en.pdf.

CSET (2021), *Outline of the People's Republic of China 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and Long-Range Objectives for 2035*, Center for Security and Emerging Technology, Georgetown University, Washington, https://cset.georgetown.edu/wp-content/uploads/t0284_14th_Five-Year_Plan_EN.pdf.

CSIS (2021a), *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, Center for Strategic and International Studies, www.csis.org/analysis/south-koreas-hydrogen-industrial-strategy.

CSIS (2021b), *Japan's hydrogen industrial strategy*, Center for Strategic and International Studies, www.csis.org/analysis/japans-hydrogen-industrial-strategy.

den Ouden, B. (2020), *A Hydrogen Exchange for the Climate*, Ministère néerlandais des affaires économiques et des politiques climatiques, www.government.nl/documents/reports/2020/09/24/a-hydrogen-exchange-for-the-climate.

De Sisternes J., J. Fernando & C.P. Jackson (2020), *Green Hydrogen in Developing Countries*, Groupe de la Banque mondiale, Washington. <http://documents.worldbank.org/curated/en/953571597951239276/Green-Hydrogen-in-Developing-Countries>.

E4Tech (2021), *The Fuel Cell Industry Review 2020*, www.fuelcellindustryreview.com (consulté le 13 janvier 2022).

Egli, F., B. Steffen, B. & T.S. Schmidt (2019), Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption. *Nature Communication*, Vol. 10, 4588. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12468-z>.

EIA (n.d.), « Europe Brent spot price FOB (dollars per barrel) », Energy Information Administration, Washington, www.eia.gov/dnav/pet/hist/rbrteD.htm.

Ember (n.d.-a), « China was the only G20 country to see large increase in coal generation in 2020 », <https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/g20-profiles/china/>.

Ember (n.d.-b), « India's wind and solar generation tripled since 2015 », <https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/g20-profiles/india/>.

Emirates News Agency, 2021. « UAE announces Hydrogen Leadership Roadmap, reinforcing Nation's commitment to driving economic opportunity through decisive climate action », www.wam.ae/en/details/1395302988986 (consulté le 13 janvier 2022).

Secrétariat de la Charte de l'énergie (2007), « Putting a price on energy: International pricing mechanisms for oil and gas ». Traité sur la Charte de l'énergie, Bruxelles. www.energycharter.org/what-we-do/trade-and-transit/trade-and-transit-thematic-reports/putting-a-price-on-energy-international-pricing-mechanisms-for-oil-and-gas-2007/.

Energy Transition Commission (2021), Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy, The Making Mission Possible Series, ETC, www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/.

Energy Voice (2021), « CWP signs \$40bn MoU with Mauritania on green hydrogen », 31 mai, www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/hydrogen/africa-hydrogen/326911/cwp-mou-mauritania-hydrogen/.

Engineering News (2021), « Namibia selects preferred bidder for pioneering \$9.4bn green hydrogen project », 5 novembre, www.engineeringnews.co.za/article/namibia-may-launch-second-green-hydrogen-bidding-process-in-early-2022-2021-11-23.

Equinor & OGE (2019), *The potential of hydrogen for decarbonization of German industry*, Equinor et Open Grid Europe, www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/climate-and-sustainability/H2morrow-The%20Potential-of-Hydrogen-for-Decarbonization-of-German-Industry.pdf.

FAO (2020), *The State of Food and Agriculture 2020. Overcoming water challenges in agriculture*, Food and Agriculture Organization, Rome, <https://doi.org/10.4060/cb1447en>.

FCH JU (2014), *Study on Development of Water Electrolysis in the EU, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*, [www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199%20214\).pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199%20214).pdf).

FCH JU (n.d.), *Discover New FCH JU Project Big Hit: Orkney Islands- A Model Hydrogen Territory*, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. www.fch.europa.eu/news/discover-new-fch-ju-project-big-hit-orkney-islands-model-hydrogen-territory.

Field, R. A., & R.G. Derwent (2021), « Global warming consequences of replacing natural gas with hydrogen in the domestic energy sectors of future low-carbon economies in the United Kingdom and the United States of America », *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 58, pp. 30190-30203.

Financial Times (2021), « The race to scale up green hydrogen », Financial Times, 8 mars, www.ft.com/content/7eac54ee-1fd1-4ebc-9573-b52f87d00240 (consulté le 13 janvier 2022).

Fitchratings (2021), *Climate Change "Stranded Assets" Are a Long-Term Risk for Some Sovereigns*, 15 février, www.fitchratings.com/research/sovereigns/climate-change-stranded-assets-are-long-term-risk-for-some-sovereigns-15-02-2021.

Fraunhofer ISE (2020), « HySpeedInnovation: A joint action plan for innovation and upscaling in the field of water electrolysis technology », www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/Position-Paper-HySpeedInnovation.pdf.

Fund for Peace (2021), *Fragile States Index Annual Report 2021*, Fund for Peace, Washington, <https://fragilestatesindex.org/wp-content/uploads/2021/05/fsi2021-report.pdf>.

Gas for Climate (2021a), *Extending the European Hydrogen Backbone*, https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/.

Gas for Climate (2021b), *Market State and Trends in Renewable and Low-Carbon Gases in Europe*, www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/12/Gas-for-Climate-Market-State-and-Trends-report-2021.pdf.

Geingob, H. G. (2021), « Namibia is poised to become the renewable energy hub of Africa », *Forum économique mondial*, 3 octobre, www.weforum.org/agenda/2021/10/namibia-is-positioned-to-become-the-renewable-energy-hub-of-africa/.

Ghosh, A. & S. Chhabra (2021), *Speed and Scale for Disruptive Climate Technologies: Case for a Global Green Hydrogen Alliance*, GCF-CEEW Report, Global Challenges Foundation, Stockholm.

GIE & Guidehouse (2021), « Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system », juin, www.gie.eu/gie-presents-new-study-picturing-the-value-of-underground-gas-storage-to-the-european-hydrogen-system/.

GIEC (2021), *Changements climatiques 2021 : les éléments scientifiques. Contribution du Groupe de travail II au sixième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*.

Gielen, D. et al. (2021), « EU's carbon border adjustment mechanism lacks the detail to drive industry's relocation near clean energy », *Energy Post*, 15 juin, <https://energypost.eu/eus-carbon-border-adjustment-mechanism-lacks-the-detail-to-drive-industrys-relocation-near-clean-energy/>.

Gielen, D. et al. (2020), « Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study », *Journal of Industrial Ecology*, Vol. 24, No. 5, pp. 1113-25.

Glaeser, E. L. & J.E. Kohlhase (2004), « Cities, regions and the decline of transport costs », in *Fifty Years of Regional Science*, pp. 197-228, Springer, Berlin, Heidelberg.

Gouvernement du Chili (2020), « Estrategia Nacional De Hidrógeno Verde [Stratégie nationale pour l'hydrogène vert] », novembre, https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf.

Godula-Jopek, A. (2015), « Introduction », dans *Hydrogen Production by Electrolysis*, pp. 15, Wiley-VCH, Weinheim.

Goldman Sachs (2020), *Green Hydrogen: The Next Transformational Driver of the Utilities Industry*, Goldman Sachs, New York, 22 septembre, www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/green-hydrogen-report.pdf.

Gouvernement de l'Australie (2021), « Future hydrogen industry to create jobs, lower emissions and boost regional Australia », communiqué de presse, www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/future-hydrogen-industry-create-jobs-lower-emissions-and-boost-regional-australia.

Gouvernement de l'Australie (2019), *Australia's National Hydrogen Strategy*, www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy.

Gouvernement du Canada (2020), *Canada's Hydrogen Opportunity*, p. 86.

Gouvernement de la Namibie (2021), « Pillar 2: Economic advancement. Activity 2: Investigate the feasibility of green hydrogen and ammonia as a transformative strategic industry », <https://hpii.gov.na/activities/activity-2-investigate-the-feasibility-of-green-hydrogen-and-ammonia-as-a-transformative-strategic-industry/>.

Gouvernement russe (2021), « Agenda: Draft hydrogen energy development concept, federal support for the regions », <http://government.ru/en/news/42970/> (consulté le 13 janvier 2022).

GreenInfo Network & Global Energy Monitor (2021), https://greeninfo-network.github.io/fossil_tracker/ (consulté le 13 janvier 2022).

Grimm, V. & K. Westphal (2021), « The focus on green hydrogen slows down climate protection », SWP Point of View, www.swp-berlin.org/en/publication/climate-purists-only-want-green-hydrogen-that-is-a-mistake (consulté le 13 janvier 2022).

Grinschgl, J., J.M. Pepe & K. Westphal (2021), « Eine neue Wasserstoffwelt: Geotechnologische, geoökonomische und geopolitische Implikationen für Europa », [Un nouveau monde de l'hydrogène : Implications géotechnologiques, géoéconomiques et géopolitiques pour l'Europe], SWP Aktuell, 8 décembre.

H2Atlas Africa (2021), *Atlas of green hydrogen generation potentials in Africa*, www.h2atlas.de (consulté le 13 janvier 2022).

Harding, R. (2019), « Japan launches first liquid hydrogen carrier ship », *Financial Times*, 11 décembre, www.ft.com/content/8ae16d5e-1bd4-11ea-97df-cc63de1d73f4 (abonnement obligatoire).

HELIOS (n.d.), « Fostering cleaner energy for our planet », www.heliosindustry.com/project/.

Howarth, R.W. & M.Z. Jacobson (2021), « How green is blue hydrogen? » *Energy Science & Engineering*, Vol. 9, numéro 10, pp. 1676-1687, <https://doi.org/10.1002/ESE3.956>.

Hydrogen Council (2021), *Hydrogen for Net Zero: A Critical Cost-Competitive Energy Vector*, https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero_Full-Report.pdf.

HyTechCycling (2020), *Assessment of critical materials and components in FCH technologies*, <http://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/d2-1-assessment-of-critical-materials-den-components-in-fch-technologies.pdf>.

Iberdrola (n.d.), « Iberdrola builds the largest green hydrogen plant for industrial use in Europe », [www.iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/puertollano-green-hydrogen-plant](http://iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/puertollano-green-hydrogen-plant).

IRENA & OIT (2021), *Énergies renouvelables et emplois – Examen annuel 2021*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Organisation internationale du Travail, Abou Dhabi, Genève.

IRENA, AIE, REN21 (2020), *Renewable energy policies in a time of transition: Heating and cooling*, IRENA, Abou Dhabi.

INSPIRE (outil web de l'IRENA) (2021), <http://inspire.irena.org/Pages/home.aspx> (consulté le 13 janvier 2022).

IRENA (à paraître-a), *Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (à paraître-b), *Green hydrogen for industry: A guide to policy making*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2021a), *World Energy Transitions Outlook*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2021b), *Green Hydrogen Supply: A Guide to Policy Making*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2021c), *Coûts de la production d'énergie renouvelable en 2020*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2021d), *A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2021e), « Majority of new renewables undercut cheapest fossil fuel on cost », 22 juin, www.irena.org/newsroom/pressreleases/2021/Jun/Majority-of-New-Renewables-Undercut-Cheapest-Fossil-Fuel-on-Cost.

IRENA (2020a), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2020b), *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2020c), *Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2019a), *A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2019b), *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2018a), *Renewable Power-To-Hydrogen - Innovation Landscape Brief*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2018b), *Water Use in India's Power Generation: Impact of Renewables and Improved Cooling Technologies to 2030*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2016a), *A Path to Prosperity: Renewable Energy for Islands*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2016b), *Water Use in China's Power Sector: Impact of Renewables and Cooling Technologies to 2030*, IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2015), *Renewable Energy in the Water, Energy and Food Nexus*, IRENA, Abou Dhabi.

Jaffe, A.M. & R. Soligo (2006), « Market Structure in the New Gas Economy: Is Cartelisation Possible? » dans *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*, pp. 439-464, Cambridge University Press, New York.

Keohane, R.O. & J.S.Nye (2001), *Power and Interdependence* (3e éd.), Longman, New York.

Khalili S. (2019), « Global Transportation Demand Development with Impacts on the Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions in a Climate-Constrained World », *Energies*, Vol. 12, No. 20, 3870. <https://doi.org/10.3390/en12203870>.

Kiemel, S., et al. (2021), « Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany », *Journal international de recherche énergétique*, Vol. 45(7), pp. 9914-9935.

Kleen, G.&E.Padgett(2021), *Durability-adjusted fuel/cell/system cost*, Département de l'Énergie des États-Unis, 8 janvier, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21001-durability-adjusted-fcs-cost.pdf.

Koyama, K. (2021), « China replaced Japan as world's largest LNG importer in 1st half of 2021: A Japanese perspective on the international energy landscape », 26 juillet, Institute of Energy Economics, Japon.

La Repubblica (2021), « Snam, Alverà guarda al futuro: Dalla Gigafactory allo stoccaggio » [Snam, Alverà regarde vers l'avenir : De la Gigafactory au stockage], https://finanza.repubblica.it/News/2021/11/29/snam_alvera_guarda_al_futuro_dalla_gigafactory_allo_stoccaggio-101/.

Longden, T., et al. (2022), « Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen », *Applied Energy*, Vol. 306, Part B, 118145, www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921014215#s0010.

Lovins, A. (2021a), « Profitably decarbonizing heavy transport and industrial heat: transforming these 'harder-to-abate' sectors is not uniquely hard and can be lucrative », RMI Innovation Center, Basalt, CO, www.rmi.org/profitable-decarb/.

Lovins, A. (2021b), « Decarbonizing our toughest sectors – profitably », *MIT Sloan Management Review*, 4 août, <https://sloanreview.mit.edu/article/decarbonizing-our-toughest-sectors-profitably/>.

Ludwig, M. (2021), *The Green Tech Opportunity in Hydrogen*, 12 avril, www.bcg.com/en-in/publications/2021/capturing-value-in-the-low-carbon-hydrogen-market.

Mander, B. (2020), « Chile seeks to turn solar boom into green hydrogen bonanza », *Financial Times*, 31 août, www.ft.com/content/16481d72-1495-4b24-9c59-97ea9a856cc1 (abonnement obligatoire).

McWilliams, B. & G. Zachmann (2021), « A new economic geography of decarbonisation? » Bruegel, 8 novembre, www.bruegel.org/2021/11/a-new-economic-geography-of-decarbonisation/#:~:text=The%20interactive%20map%20allows%20users,encouraged%20to%20experiment%20for%20themselves.

MEM (2021), Feuille de route pour l'hydrogène vert, Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, Gouvernement du Maroc, www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf.

METI (2017), *Basic hydrogen strategy*, Ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie, Gouvernement du Japon, 26 décembre, www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf (consulté le 13 janvier 2021).

Ministère japonais de l'Environnement (2020), *Summary of Japan's hydrogen strategy*, www.env.go.jp/seisaku/list/ondanka_saisei/lowcarbon-h2-sc/PDF/Summary_of_Japan's_Hydrogen_Strategy.pdf.

Ministère chilien de l'énergie (2020a), *Stratégie nationale en matière d'hydrogène vert*, Gouvernement du Chili, Santiago, https://energia.gob.cl/sites/default/files/nacional_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf.

Ministère chilien de l'énergie (2020b), « Chile 2020: Green Hydrogen Summit – Highlights », Gouvernement du Chili, Santiago, https://energia.gob.cl/sites/default/files/giz_green_hydrogen_summit.pdf.

Minke, C. et al. (2021), « Is iridium demand a potential bottleneck in the realisation of large-scale PEM water electrolysis? », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Numéro 46, pp. 23581-23590.

Mission Possible Partnership (2021), *Net Zero Steel: Sector Transition Strategy*, octobre 2021.

MOEF (2020), *Le nouveau pacte vert de la Corée*, Ministère de l'économie et des finances, www.greenclimate.fund/sites/default/files/event/koreas-green-new-deal-moef-international-conference-green-new-deal.pdf.

Moya Rivera, J. & A. Boulamanti (2016), *Production Costs from Energy Intensive Industries in the EU and Third Countries*, EUR 27729, JRC100101, Office des publications de l'Union européenne, Luxembourg, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4fe297-084c-11e6-b713-01aa75ed71a1/language-en>.

Muttitt, G. et al. (2021), *Step off the gas: International public finance, natural gas and clean alternatives in the Global South*, Institut international du développement durable, juin.

Nagashima, M. (2018), *Japan's hydrogen strategy and its economic and geopolitical implications*, Institut français des relations internationales (IFRI), octobre, www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2018_.pdf.

Niermann, M. et al. (2019), « Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)–techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain », *Energy and Environmental Science*, Vol. 12, No. 1, pp. 290-307.

ONU (2019), *World Population Prospects 2019*, Nations Unies, New York.

Open Grid Europe (2021), *H2morrow: Act today to be greenhouse gas neutral by 2050*, <https://oge.net/en/us/projects/our-hydrogen-projects/h2morrow>.

Patonia, A. (2021), « Hydrogen: Savior or boondoggle for Russia? », 18 août, www.gmfus.org/news/hydrogen-savior-or-boondoggle-russia.

Paulsson, L. & M. Durisin (2021), « Energy crunch hits pig slaughter and fertilizers in risk to food », *Bloomberg*, 17 septembre, www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-17/europe-s-energy-woes-hit-fertilizers-in-another-threat-to-food (abonnement obligatoire).

Philibert, C. (2017), *Renewable Energy for Industry: From Green Energy to Green Materials and Fuels*, IEA Insights Series, OCDE/AIE, Paris, https://iea.blob.core.windows.net/assets/48356f8e-77a7-49b8-87de-87326a862a9a/Insights_series_2017_Renewable_Energy_for_Industry.pdf.

Piria, R. et al. (2021), « Critical review of the IPHE working paper "Methodology for determining the GHG emissions associated with the production of hydrogen" », Adelphi et Öko Institut e.V., www.adelphi.de (consulté le 13 janvier 2022).

Platinum Matthey (n.d.), <http://www.platinum.matthey.com/prices/price-charts>.

Pollard, S. (1981), *Peaceful Conquest: The Industrialization of Europe - 1760-1970*, Oxford University Press, Oxford.

Prinzhofer, A., C.S.T. Cissé & A.B. Diallo (2018), « Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, No. 42, pp. 19315-19326.

Radowitz, B. (2021), « Germany eyes world's cheapest green hydrogen from Namibia amid global "race for best sites" », *Recharge News*, 25 août.

Ram M. et al. (2020), *Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050*, LUT University et Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Lappeenranta, Berlin.

Ratcliffe, V., S. El Wardany & M. Martin (2020), « Saudi Arabia aims next to be largest hydrogen exporter », *Bloomberg*, 18 novembre, www.bloomberquint.com/business/biggest-in-oil-saudis-aim-next-to-be-largest-hydrogen-exporter.

Ratcliffe, V., S. Kim & K. Park (2021), « Saudi Arabia to ship gas to South Korea and take CO₂ back », *Bloomberg*, 3 mars, www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-03/saudi-arabia-to-ship-gas-to-south-korea-and-take-back-the-co2 (abonnement obligatoire).

Recharge News (2021a), « Modi pledges massive green hydrogen 'quantum leap' to Indian energy independence », 16 août, www.rechargenews.com/energy-transition/modi-pledges-massive-green-hydrogen-quantum-leap-to-indian-energy-independence/2-1-1052701.

Recharge News (2021b), « "Our largest energy source": South Korea plans 40 foreign hydrogen bases to meet vast future demand », 1er décembre, www.rechargenews.com/energy-transition/our-largest-energy-source-south-korea-plans-40-foreign-hydrogen-bases-to-meet-vast-future-demand/2-1-1110526.

Recharge News (2021c), « New 10GW green hydrogen project in Mauritania could include Africa's first offshore wind farm », 28 septembre, www.rechargenews.com/energy-transition/new-10gw-green-hydrogen-project-in-mauritania-could-include-africas-first-offshore-wind-farm/2-1-1074316.

Reuters (2021), « Deutsche Boerse's EEX to launch hydrogen index in 2022 », www.reuters.com/business/sustainable-business/exclusive-deutsche-boeres-eex-launch-hydrogen-index-2022-2021-11-24/.

Ritchie, H. (2017), « How many people does synthetic fertilizer feed? », *Our World in Data*, 7 novembre, <https://ourworldindata.org/how-many-people-does-synthetic-fertilizer-feed>, mise à jour le 30 avril 2020.

RIA Novosti (2021), « Не только газ: Россия нашла новый способ заработать на Европе » [Pas seulement du gaz : la Fédération de Russie a trouvé un nouveau moyen de gagner de l'argent grâce à l'Europe], <https://ria.ru/20210505/vodorod-1729501925.html>.

Romer, R. (2011), « Fuel cell systems provide clean backup power in telecom applications worldwide », *2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pp. 1-2, doi: <https://doi.org/10.1109/INTELEC.2011.6099732>.

Roos, T. & J. Wright (2021), *Powerfuels and Green Hydrogen*, UE-Afrique du Sud, www.euchamber.co.za/wp-content/uploads/2021/02/Powerfuels-Summary-Report-South-Africa-EU-SA_Partners-for-Growth-Final-28-Jan-2021.pdf.

Rystad Energy RenewableCube (2021), « Green hydrogen projects will stay dry without a parallel desalination market to provide fresh water », communiqué de presse, 27 septembre, www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/green-hydrogen-projects-will-stay-dry-without-a-parallel-desalination-market-to-provide-fresh-water (consulté le 13 janvier 2022).

Saunois, M. et al. (2016), « The global methane budget 2000-2012 », *Earth System Science Data*, Vol. 8, No. 2, pp. 697-751. <https://doi.org/10.5194/essd-8-697-2016>.

Smith, A. (1776), *The Wealth of Nations* (La Richesse des nations), W. Strahan et T. Cadell, Londres.

Smolinka, T., M. Günther & J. Garcke (2011), *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien* [Situation et potentiel de développement de l'électrolyse pour la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables], Fraunhofer ISE, www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf.

Smyth, J. (2021), « Green groups fume as Canberra rejects world's biggest renewables project », *Financial Times*, 21 juin (consulté le 13 janvier 2022).

Steinberger-Wilckens, R. et al. (éd.) (2017), *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in Delivering Energy Security for the UK*, H2FC Supergen, Londres.

Strategy Advisory Committee of the Technology Roadmap and the Society of Automotive Engineers of China (SAE-China) (2016), *Hydrogen Fuel Cell Vehicle Technology Roadmap*, https://static1.squarespace.com/static/5b7d93fe0dbda3ea011485b9/t/5d93c88ef490cb28e94bd655/1569966226975/FCV+Tech+Roadmap_China.pdf.

Systemiq (2020), *The Paris Effect: How the Climate Agreement is Reshaping the Global Economy*, https://www.systemiq.earth/wp-content/uploads/2020/12/The-Paris-Effect_SYSTEMIQ_Full-Report_December-2020.pdf.

S&P Global (n.d.), *Hydrogen Price Assessments*, S&P Global Platts, Londres.

Thapliyal, D. (2021), « Fertilizers and the cross-commodity impact of record high gas prices », Independent Commodity Intelligence Services, www.icis.com/explore/resources/news/2021/10/05/10686659/topic-page-fertilizers-in-the-cross-commodity-impact-of-record-high-gas-prices.

The Korea Herald (2019), « S. Korea to build 3 hydrogen-powered cities by 2022 », 10 octobre, www.koreaherald.com/view.php?ud=20191010000806 (consulté le 13 janvier 2022).

UCL (n.d.), « Economic rents », University College de Londres, www.ucl.ac.uk/bartlett/public-purpose/research/economic-rents.

UNESCO (2021), *Le Rapport mondial 2021 des Nations Unies sur la mise en valeur des ressources en eau : la valeur de l'eau*, Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture, Paris.

UN Comtrade (2021), <https://comtrade.un.org/data>.

Van de Graaf, T. & B.K. Sovacool (2020), *Global Energy Politics*, John Wiley & Sons.

van Wijk, A. & F. Wouters (2021), « Hydrogen–The Bridge Between Africa and Europe », dans Weijnen M.P.C., Z. Lukszo et S. Farahani (éd.) *Shaping an Inclusive Energy Transition*, Springer, Cham, https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-3-030-74586-8_5.

Verma, N. (2021), « India to require refiners, fertiliser plants to use some green hydrogen », *Reuters*, 10 août (consulté le 13 janvier 2022).

Vortex (2021a), « Global annual average global horizontal irradiation », *Global Atlas IRENA*, <https://globalatlas.irena.org/workspace>.

Vortex (2021b), « Global annual average wind speed at 100 m height », *Global Atlas IRENA*, <https://globalatlas.irena.org/workspace>.

Wang, X. (2021), « Alkaline vs. PEM: Breaking electrolyzer technologies myths », 28 juillet, Bloomberg (abonnement obligatoire).

Weidlich, B. (2021), « Namibia optimistic about new green hydrogen industry », 8 novembre, <https://namibian.org/news/economics/namibia-optimistic-about-new-green-hydrogen-industry>.

White, L.V. et al. (2021), « Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting », *Energy*, Vol. 215, 119139.

Zgonnik, V. (2020), « The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review », *Earth-Science Reviews*, Vol.203, 103140.



Géopolitique de la transformation énergétique

Le facteur hydrogène

Pour accéder en ligne à cette
publication et à son annexe :



www.irena.org

ISBN 978-92-9260-455-4