

Octobre 2021

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Avant-propos Introduction

1. Le contexte

Production et consommation d'hydrogène en Europe
Technologies et coûts
Implications

2. Importations d'hydrogène

Les facteurs des importations d'hydrogène
Comment rendre les importations possibles ?
Les conditions d'un succès mutuel

3. Profils des pays

Autriche
France
Allemagne
Italie
Espagne

Conclusions

Avant-propos

C'est un grand plaisir pour moi de vous présenter ce rapport sur le thème de l'hydrogène décarboné et de son importation dans l'Union européenne.

La question des importations d'hydrogène constitue un enjeu majeur dans la perspective de la neutralité carbone en 2050. Il est apparu important aux membres de la région Europe du World Energy Council (WEC) de partager une vision commune, précise et basée sur les faits, et qui puisse intégrer les points de vue des exportateurs potentiels.

Sur ce thème, peu de travaux quantifiés et réunissant les points de vue des potentiels acteurs sont aujourd'hui disponibles. Ce rapport vient opportunément combler ce manque en posant trois questions simples et en s'efforçant d'y répondre de manière scientifique et partagée : Pourquoi des importations d'hydrogène ? Comment les réaliser en pratique ? Quels enjeux de politique publique anticiper ?

Ce travail, réalisé dans le cadre du plan d'action 2021 de la région Europe du WEC, en collaboration avec l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME), est le fruit d'un dialogue et d'échanges de perspectives au sein de WEC-Europe, ainsi qu'avec les acteurs de la rive sud de la Méditerranée. Conduite sur 6 mois, l'étude a rassemblé un grand nombre d'experts et de savoir-faire au sein du WEC et de l'OME, que je remercie tout particulièrement pour la forte mobilisation de son réseau d'expertise.

Ce rapport a pleinement rempli sa mission grâce à la diversité des contributeurs, la rigueur appliquée dans l'utilisation des données chiffrées et la qualité des sources.

Je remercie chaleureusement l'ensemble des contributeurs à cette étude, qui constitue un apport d'une grande valeur au débat européen sur le futur énergétique décarboné de l'Europe.

Alexandre Perra
Vice-président pour l'Europe



WORLD ENERGY COUNCIL | **EUROPE**

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	1
Résumé	4
Principaux points à retenir	5
Introduction	7
1. Le contexte	9
1.1 Production et consommation d'hydrogène en Europe	9
1.2. Technologies et coûts	17
1.3. Implications	28
2. Importations d'hydrogène	31
2.1. Les facteurs des importations d'hydrogène	31
2.2. Comment rendre les importations possibles ?	33
2.3. Les conditions d'un succès mutuel	36
3. Profils des pays	39
3.1. Autriche	39
3.2. France	41
3.3. Allemagne	42
3.4. Italie	45
3.5. Espagne	47
Conclusions	48
Annexe A	49

TABLE DES FIGURES

Figure 1 – Part des plus gros consommateurs dans la demande totale d'hydrogène de l'Union européenne, 2019	10
Figure 2 – Demande et production de méthane et d'hydrogène dans l'Union européenne, 2019-2030-2050	16
Figure 3 – Fourchettes de coûts des électrolyseurs, 2020-2050	19
Figure 4 – Capacité du solaire photovoltaïque et de l'électrolyseur : réduction ou utilisation de l'excédent d'énergie	22
Figure 5 – Solaire photovoltaïque, capacité de l'électrolyseur et stockage en batterie	22
Figure 6 – Comparaison du coût du transport de l'hydrogène par pipeline et par voie maritime	26
Figure 7 – Composantes du coût de l'hydrogène livré	28
Figure 8 – Incertitudes des composantes du coût de l'hydrogène importé livré à un client industriel en 2050	29

Figure 9 – Capacité installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dans l'Union européenne, avec et sans capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050	32
Figure 10 – Capacité installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne en Afrique du Nord, incluant et excluant la capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050	34
Figure 11 – Demande d'hydrogène, ajouts annuels de capacité et investissements dans les usines de production d'hydrogène, 2020-2050	35
Figure 12 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Autriche par certains pays et technologies, 2030 et 2050	38
Figure 13 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en France par certains pays et technologies, 2030 et 2050	40
Figure 14 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Allemagne par certains pays et technologies, 2030 et 2050	42
Figure 15 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Italie par les pays et technologies sélectionnés, 2030 et 2050	44
Figure 16 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Espagne par certains pays et technologies, 2030 et 2050	46

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 dans l'Union européenne	12
Tableau 2 – Offre et demande d'hydrogène dans l'Union européenne dans des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050	15
Tableau 3 – Coûts de production d'hydrogène pour des technologies et des sources d'énergie sélectionnées	24
Tableau 4 – Principaux indicateurs en Autriche	39
Tableau 5 – Principaux indicateurs en France	41
Tableau 6 – Principaux indicateurs en Allemagne	43
Tableau 7 – Principaux indicateurs en Italie	45
Tableau 8 – Principaux indicateurs en Espagne	47
Tableau 9 – Indicateurs généraux	49
Tableau 10 – Prix du gaz et du CO ₂ par région	49
Tableau 11 – Taux d'utilisation et coût d'investissement (nouvelle unité de production d'électricité)	49
Tableau 12 – Coût d'investissement et paramètres-clés des installations de production d'hydrogène	50
Tableau 13 – Coût d'investissement et paramètres-clés des gazoducs et des voies maritimes pour l'hydrogène	51

TABLE DES ENCADRÉS

Encadré 1 – Les couleurs de l'hydrogène	10
Encadré 2 – Situation des feuilles de route sur l'hydrogène dans les pays voisins : Afrique du Nord, Russie, Norvège, Royaume-Uni et Ukraine	13
Encadré 3 – Intégration de la production d'électricité et d'hydrogène : le cas de la production nucléaire de réserve	14
Encadré 4 – Quel coût moyen pondéré du capital utiliser ?	18

IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ DANS L'UNION EUROPÉENNE : DÉFIS ET OPPORTUNITÉS

Résumé

Les préoccupations relatives à l'impact environnemental de la production et de la consommation d'énergie ont rejoint les deux grands problèmes énergétiques traditionnels : la sécurité énergétique et le caractère abordable de l'énergie. L'hydrogène peut devenir le deuxième principal vecteur énergétique, après l'électricité, pour la décarbonation de la consommation d'énergie dans les secteurs d'utilisation finale. Son rôle dans les scénarios de décarbonation profonde s'est accru ces dernières années, parallèlement aux feuilles de route et aux stratégies dédiées qui ont été publiées dans plusieurs pays. Le présent document explore les scénarios possibles pour la consommation et la production d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne (UE), conformément à ses objectifs de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre (GES). Il constate que l'UE devra probablement importer environ la moitié des 60 millions de tonnes d'hydrogène décarboné et produits dérivés qu'elle utilisera d'ici 2050, en raison de contraintes liées aux ressources et de choix technologiques. Des estimations des coûts de production et de transport d'hydrogène décarboné sont présentées pour plusieurs pays européens et voisins, à partir d'électrolyse à partir d'électricité éolienne, solaire photovoltaïque (PV) et nucléaire, du vaporeformage du méthane (SMR — *Steam Methane Reforming*) avec captage, utilisation et stockage de carbone (CUSC), et des technologies de pyrolyse, aux horizons 2030 et 2050. Toutes ces technologies peuvent contribuer à la production future d'hydrogène décarboné, à condition de respecter des limites strictes d'émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie. La production moins coûteuse à partir de vaporeformage du méthane avec CUSC et d'électricité nucléaire peut contribuer au déploiement initial d'un marché décarboné à moyen terme, puis les énergies renouvelables seront essentielles à long terme, tant pour la production intérieure que pour l'hydrogène importé. Limiter les possibilités d'importations réduirait la diversification, ce qui pourrait augmenter les coûts et avoir un effet négatif sur la sécurité de l'approvisionnement en hydrogène. D'importants investissements sont nécessaires en infrastructures de production et de transport pour l'importation d'hydrogène décarboné dans l'UE. Ils sont estimés à environ 900 milliards de dollars (environ 760 milliards d'euros) au cours des trois prochaines décennies. Un ensemble de normes et de réglementations bien conçues, claires et stables, tant pour les pays exportateurs que pour les pays importateurs, sera nécessaire pour garantir que les conditions relatives aux émissions de CO₂ sur le cycle de vie sont respectées et que les investissements nécessaires sont réalisés en temps utile.

Mots-clés : *hydrogène, décarbonation, importations européennes, transition énergétique, développement industriel, sécurité énergétique*

Remarque : Cette étude a été élaborée sous la direction d'un comité directeur de membres européens du Conseil Mondial de l'Énergie (voir la section des remerciements). Les points de vue et les opinions exprimés sont uniquement ceux de l'auteur et ne représentent pas une déclaration des points de vue de toute autre personne ou entité.

Principaux points à retenir

1. Inclure la stratégie en matière d'hydrogène dans la stratégie et la vision énergétiques globales. L'intégration et la coordination des stratégies pour l'hydrogène et l'électricité — les deux principaux vecteurs pour les utilisations finales de l'énergie à l'avenir — seront cruciales pour la décarbonation complète et efficace du système énergétique et pour atteindre les objectifs du Pacte Vert (*Green Deal*) de l'UE. Les mesures de soutien doivent être soigneusement conçues pour garantir que la nouvelle capacité renouvelable liée à la production d'hydrogène s'ajoute à celle requise pour atteindre les objectifs du secteur de l'électricité et afin d'éviter les subventions croisées entre les secteurs.

2. La production d'hydrogène au sein de l'Union européenne (UE) devrait être insuffisante pour satisfaire la demande et d'importantes importations seront probablement nécessaires. Dans certains pays de l'UE, l'approvisionnement national en hydrogène sera limité par des choix technologiques et par l'épuisement des ressources renouvelables rentables. La demande totale potentielle d'hydrogène et produits dérivés pourrait atteindre 60 millions de tonnes (Mt) d'ici 2050, soit bien plus que l'utilisation industrielle actuelle. Nous estimons que la production intérieure d'hydrogène décarboné ne pourrait répondre qu'à 20 % de la demande d'hydrogène prévue en 2030 et moins de 50 % en 2050. L'établissement de liens stratégiques avec les principaux partenaires exportateurs potentiels sera donc essentiel pour l'UE.

3. Les énergies renouvelables seront cruciales pour la production décarbonée d'hydrogène, mais limiter le choix à long terme de technologies à faibles émissions de carbone pourrait empêcher d'atteindre l'objectif de décarbonation ou, à tout le moins, augmenter les coûts. La production décarbonée d'hydrogène à partir du vaporeformage du méthane avec captage, utilisation et stockage du carbone et à partir de l'énergie nucléaire peut apporter une

contribution importante à moyen terme dans certains pays. À long terme, l'énergie éolienne en mer devrait devenir l'une des sources de production domestique les moins chères de l'UE, avec la production à partir d'énergie solaire photovoltaïque dans les meilleures conditions. L'électrolyse d'origine nucléaire pourrait fournir 11 % de la production intérieure d'hydrogène décarboné en 2050, simplement en augmentant le taux d'utilisation du parc nucléaire. La pyrolyse et le vaporeformage du méthane avec captage, utilisation et stockage du carbone peuvent également jouer un rôle important dans les importations à long terme d'hydrogène décarboné, à condition de respecter des limites strictes d'émissions de CO₂ sur le cycle de vie. Restreindre ces options d'importation contraint les possibilités de diversification. Cela pourrait potentiellement augmenter les coûts et avoir un impact significatif sur la sécurité d'approvisionnement.

4. L'économie et le financement des infrastructures joueront un rôle clé pour les importations d'hydrogène et le déploiement d'un marché de l'hydrogène rentable. Le développement en temps utile de pipelines, d'installations de stockage et de commerce maritime sera essentiel pour acheminer l'hydrogène depuis les zones de production bon marché vers les centres de consommation. Les pays d'Afrique du Nord possèdent d'excellentes ressources renouvelables, et plusieurs pays voisins de l'UE disposant de grandes réserves de gaz (comme la Russie, la Norvège, l'Algérie) peuvent produire de l'hydrogène décarboné par vaporeformage du méthane avec CUSC à des prix considérablement bas. Le coût relatif du transport par gazoduc et par bateau sera décisif dans la concurrence des pays voisins avec d'autres sources, comme les pays du Golfe ou les pays plus éloignés tels que le Chili et l'Australie. Les pipelines neufs ou reconvertis sont des choix rentables pour les importations d'hydrogène sur des distances allant jusqu'à quelques milliers de kilomètres.

5. Quelque 900 milliards de dollars (environ 760 milliards d'euros) seront nécessaires pour les projets d'infrastructure de production et d'importation d'hydrogène en dehors de l'UE sur la période 2021-2050. Pour exporter environ 30 millions de tonnes d'hydrogène vers l'Europe d'ici 2050, les pays voisins de l'UE devront investir environ 500 milliards de dollars dans des usines de production d'hydrogène (électrolyseurs, vaporeformage du méthane avec CUSC et usines de pyrolyse), dans des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques associées et dans l'approvisionnement en gaz. Un montant supplémentaire de 250 à 500 milliards de dollars sera nécessaire pour les pipelines, les terminaux portuaires et les navires au cours des trois prochaines décennies. L'accès au capital et la coordination des infrastructures seront des éléments clés pour que ces investissements se concrétisent.

6. La mise en œuvre d'un cadre réglementaire clair est d'une importance fondamentale pour garantir que les investissements seront réalisés en temps voulu. Les mesures les plus importantes et les plus urgentes à adopter sont les suivantes : une certification bien conçue du caractère décarboné de l'hydrogène; la neutralité technologique tout en respectant des objectifs stricts en matière d'émissions; des normes internationales relatives à la qualité, la technique et la sécurité pour l'hydrogène et ses produits dérivés; des définitions juridiques précises; un cadre réglementaire solide pour permettre et coordonner le déploiement des infrastructures de l'hydrogène dans l'UE. Un aspect primordial est celui de la réglementation de l'électricité qui alimentera les électrolyseurs depuis des sources éoliennes et photovoltaïques et leurs éventuelles connexions au réseau.

7. Les politiques nationales et européennes doivent apporter clarté et visibilité aux investisseurs, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE, y compris aux pays exportateurs potentiels. Une étape importante pour aller au-delà des approches bilatérales et nationales actuelles pourrait être la

création d'une table ronde de haut niveau entre les principaux acteurs de l'Union européenne et des pays exportateurs. L'élaboration d'une feuille de route commune avec des étapes concrètes pourrait faciliter la réalisation d'une économie de l'hydrogène décarbonée, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Un avantage mutuel important peut résulter du maintien et de l'expansion de l'industrie européenne, tout en créant les conditions du développement à long terme d'une industrie nationale dans les pays exportateurs.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Introduction

Deux grands thèmes ont traditionnellement été au centre des politiques énergétiques : la sécurité énergétique et le prix abordable de l'énergie pour les consommateurs. Ces deux préoccupations centrales ont conduit les pays à développer des ressources et des technologies en fonction notamment de leurs dotations et de leurs capacités nationales, ce qui a donné lieu à des bouquets énergétiques et des niveaux de consommation très différents à travers le monde.

Au cours des dernières décennies, les considérations environnementales sur la façon dont nous produisons et consommons l'énergie ont pris une importance croissante. L'Accord de Paris signé en 2015 a constitué une étape fondamentale dans ce processus. Des politiques énergétiques visant à s'orienter vers une voie plus durable sont mises en œuvre ou sont à l'étude dans la plupart des pays, avec des niveaux d'ambition variables. L'Union européenne a été la première à fixer un objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 (CE, 2019a).

L'énergie est à l'origine de la majorité des émissions actuelles de GES liées à l'activité humaine. Atteindre l'objectif de zéro émission nette nécessitera des actions sans précédent, mais le secteur de l'énergie évolue lentement en raison de l'importance des investissements requis et de la longévité des infrastructures. Atteindre les objectifs de décarbonation dans un délai aussi « court » sera donc un défi pour de nombreux secteurs et usages.

Des technologies plus récentes (telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque) sont désormais déployées à grande échelle aux côtés de technologies renouvelables mieux établies (comme l'hydroélectricité) ou d'autres technologies à faibles émissions de

carbone¹ (comme l'énergie nucléaire), le tout dans le cadre des efforts visant à réduire l'empreinte carbone de la production d'électricité. D'autres technologies — telles que les centrales à combustible fossile équipées de CUSC, la bioénergie, l'énergie solaire thermique, l'énergie géothermique, l'énergie des marées et des vagues, et les petits réacteurs modulaires nucléaires — devraient apporter une contribution supplémentaire dans les années à venir.

On pense souvent que le déploiement de ces technologies — dans des combinaisons différentes selon les pays — est suffisant pour décarboner le secteur de la production d'électricité, complètement ou à un degré très élevé. Dans l'UE, l'utilisation de l'électricité dans les secteurs d'utilisation finale passe d'environ 20 % aujourd'hui à entre 40 et 50 % d'ici à 2050 en fonction du scénario considéré (CE, 2018). Si cela contribue grandement à la décarbonation, c'est loin d'être suffisant. L'utilisation directe des sources d'énergie renouvelable et des technologies de CUSC (notamment dans l'industrie) viendra compléter le vaste effort de déploiement à grande échelle des mesures d'efficacité énergétique. Certains secteurs restent plus difficiles à décarboner que d'autres. Ceci est souvent dû au nombre limité d'alternatives, aux émissions en fin de vie ou en cours de processus, aux coûts élevés engagés ou aux problèmes d'acceptation par le public.

Les objectifs ambitieux actuels de décarbonation (tels que l'objectif de l'UE de zéro émission nette en 2050) ont donné un nouvel élan à l'hydrogène en tant que possible vecteur énergétique à faibles émissions de carbone, par son utilisation directe ou celle de ses produits dérivés. Plusieurs pays dans le monde ont publié des feuilles de route, des lignes directrices ou des stratégies pour la consommation et la production futures d'hydrogène,

1. Dans ce rapport, les expressions « à faibles émissions de carbone » ou « bas carbone » sont adoptées car aucune technologie ne peut être considérée comme totalement exempte de carbone lorsque le calcul est basé sur le cycle de vie. Il existe différents niveaux d'émissions parmi les technologies à faibles émissions de carbone et la définition générale est fournie dans les pages suivantes.

prévoyant des dépenses de plusieurs milliards de dollars. L'intérêt pour l'hydrogène n'est pas nouveau : il a connu plusieurs vagues d'attention au cours des quatre dernières décennies (Rifkin, 2001) qui ne se sont pas concrétisées comme on l'espérait. Pour réussir, il sera essentiel de transformer les ambitions actuelles en actions et en investissements concrets.

L'hydrogène est un vecteur énergétique qui concerne la plupart des secteurs de consommation d'énergie, avec des applications allant des usages industriels à la mobilité, de la production d'électricité à l'utilisation dans le bâtiment. Il a un rôle plus important à jouer dans les secteurs difficiles à décarboner (comme l'industrie lourde) où les choix alternatifs sont limités et, dans certains cas, grâce à ses produits dérivés. Sa part dans les scénarios de décarbonation profonde a augmenté ces dernières années. Dans les scénarios «zéro émission nette» présentés par la Commission européenne, la part de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans la consommation finale totale atteint environ 20 % en 2050, contre moins de 3 % aujourd'hui. Cette part est similaire à celle de l'électricité aujourd'hui, et le montant correspond à environ 40 % de la consommation actuelle de méthane dans l'UE. Cette forte évolution ne doit pas être considérée comme acquise. Plusieurs défis doivent être relevés pour accélérer le développement de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Il existe des incertitudes importantes sur la demande et la production intérieure de l'UE, ce qui entraîne des conséquences évidentes sur les importations et la sécurité énergétique. Plusieurs défis technologiques doivent être relevés, la plupart des équipements n'ayant pas encore fait leurs preuves à grande échelle. Les coûts restent aujourd'hui élevés et l'industrie doit prouver sa capacité à réduire les coûts grâce à des économies d'échelle et au développement technologique. La disponibilité de l'eau pourrait créer des tensions supplémentaires dans certains pays. De nombreux aspects réglementaires doivent encore être abordés et il existe des incertitudes liées au déploiement des infrastructures.

L'UE a fixé des objectifs très ambitieux et ses États membres se sont engagés à augmenter la consommation d'hydrogène décarboné. La production intérieure d'hydrogène risque d'être insuffisante pour de nombreux pays européens, principalement en raison des limites des ressources renouvelables locales mais aussi de la disponibilité des «bonnes» ressources dans les régions potentiellement exportatrices.

La coopération avec les régions voisines de l'UE — telles que la Russie ou les pays du sud et de l'est de la Méditerranée — sera essentielle pour réussir la pénétration d'une part importante d'hydrogène dans le bouquet énergétique. Il sera crucial de déterminer un ensemble commun d'objectifs de réduction des émissions de carbone et de développer une vision partagée sur la manière de les atteindre.

Cette étude examinera la demande potentielle et les volumes de production dans différents pays, ainsi que les coûts des différentes technologies de production et de transport, dans le but d'offrir une analyse factuelle permettant de progresser, à l'avenir, vers l'utilisation efficace d'un hydrogène bien intégré.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

1. Le contexte

1.1. Production et consommation d'hydrogène en Europe

1.1.1. L'hydrogène aujourd'hui

Aujourd'hui, l'UE consomme environ 10 millions de tonnes (Mt) d'hydrogène (CE, 2020c) (équivalent à environ 340 TWh²), ce qui représente environ 11 % de la demande mondiale d'hydrogène³. Il est consommé sous forme pure (principalement pour la production d'ammoniac et dans les raffineries) ou mélangée (principalement pour le méthanol et la production d'acier) (AIE, 2019).

La plus grande partie de cet hydrogène est produite localement, par vaporeformage du méthane, environ 5 % étant produits comme sous-produit des processus industriels et une petite partie seulement par électrolyse de l'eau. Les plus gros consommateurs d'hydrogène dans l'UE sont aujourd'hui l'Allemagne, les Pays-Bas, la Pologne, la Belgique, la France, l'Espagne et l'Italie. Ces six pays représentent environ 60 % de l'utilisation totale d'hydrogène dans l'UE (voir Figure 1).

Le vaporeformage du méthane est un processus à forte intensité de CO₂, avec des émissions de CO₂ d'environ 10 tonnes de CO₂ par tonne d'hydrogène produite. Les émissions de CO₂ liées à ce procédé dans l'UE aujourd'hui peuvent donc être estimées à environ 100 Mt, soit environ 14 % des émissions de CO₂ dues à la consommation de méthane dans l'UE.

L'hydrogène produit par le procédé de vaporeformage du méthane est souvent appelé hydrogène « gris ». Plusieurs conventions de codage couleur ont été introduites pour identifier l'origine de la production d'hydrogène (voir Encadré 1). La présente étude adopte une approche plus large, en se concentrant sur la

distinction entre les procédés à forte intensité d'émission de carbone et la production décarbonée d'hydrogène. L'hydrogène décarboné est défini par l'Union européenne comme ayant une intensité d'émissions de GES sur le cycle de vie inférieure à 25 gCO₂/MJ, ou 3 tCO₂/tH₂ (CE, 2021).

L'hydrogène peut être utilisé directement ou transformé en produits dérivés pour être utilisé dans des secteurs ou des processus spécifiques. Il peut également être transformé en d'autres produits pour en faciliter le transport, comme les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC — *Liquid Organic Hydrogen Carrier*). Dans ce cas, l'efficacité et les coûts de conversion et de reconversion doivent être pris en compte dans tout calcul économique. Certains produits dérivés (par exemple l'ammoniac) peuvent soit être utilisés directement dans les secteurs finaux (par exemple pour la production d'engrais), soit être reconvertis en hydrogène pur.

Parmi les produits dérivés, deux jouent un rôle très important dans les scénarios à long terme de l'UE et seront inclus dans l'analyse de cette étude : le e-méthane et les e-liquides. Ils sont obtenus en combinant de l'hydrogène décarboné avec des émissions de CO₂, obtenues soit par captage direct dans l'air (DAC — *Direct Air Capture*), soit par des centrales électriques à biomasse équipées de CUSC.

L'hydrogène présente plusieurs caractéristiques. Parmi les plus importantes : son pouvoir calorifique (énergie par unité de masse) est élevé (120,1 MJ/kg), environ 3 fois plus élevé que l'essence ; il a une faible densité énergétique volumétrique, à environ un tiers de celle du méthane ; il a un point d'ébullition très bas, à -253 °C, environ 90 °C de moins que le méthane (AIE, 2019). Les conséquences directes de ces caractéristiques sont que la capacité en termes d'énergie transportée dans les gazoducs est environ deux fois moins élevée que pour le méthane et que le transport par voie maritime sera probablement plus coûteux que pour le GNL. Un autre élément à prendre en compte, tant pour la reconversion que

2. Toutes les données présentées dans cette étude utilisent le pouvoir calorifique inférieur (PCI) avec 33,36 kWh/kg d'hydrogène.

3. La demande mondiale d'hydrogène est estimée à 90 Mt (AIE, 2021c).

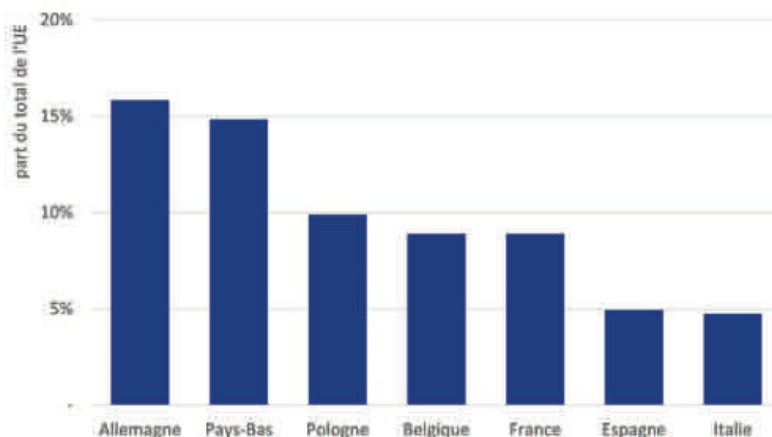


Figure 1. Part des plus grands pays consommateurs dans la demande d'hydrogène de l'Union européenne, 2019

Sources : CE, 2020c ; AIE, 2021a ; IEWI, 2021

Encadré 1. Les couleurs de l'hydrogène

La production d'hydrogène est souvent classée selon les couleurs énumérées ci-après. Néanmoins, la même couleur est parfois utilisée pour deux sources différentes et il n'existe pas de code de couleurs universellement accepté. Afin d'éviter toute confusion possible et de conserver une approche technologiquement neutre pour toutes les technologies à faibles émissions de carbone, nous distinguerons dans cette étude les technologies de production d'hydrogène «émettrices» et «décarbonées».

Les couleurs les plus courantes utilisées pour définir la production d'hydrogène sont les suivantes :

Émetteur de CO ₂	Blanc	Blanc : trouvé dans la nature, dans des gisements souterrains ou sous-produits de processus industriels.
	Noir	Noir : par gazéification de la houille, <u>sans</u> CUSC.
	Brun	Marron : par gazéification du lignite, <u>sans</u> CUSC.
	Gris	Gris : par vaporeformage du méthane <u>sans</u> CUSC ¹ .
Décarboné	Bleu	Bleu : à partir de combustibles fossiles <u>avec</u> CUSC, avec des taux de captage très élevés.
	Turquoise	Turquoise : par pyrolyse du méthane ² .
	Jaune Rose Violet	Jaune/Rose/Violet : par électrolyse utilisant l'énergie nucléaire ³ .
	Vert	Vert : par électrolyse utilisant des sources d'énergie renouvelables, par reformage du biogaz ou par gazéification de la biomasse.

1. Parfois utilisé également pour la production d'hydrogène par électrolyse à l'aide d'une alimentation en réseau non entièrement décarbonée.

2. Production d'hydrogène par la décomposition thermique du méthane.

3. Le jaune a parfois été utilisé pour l'électrolyse à partir de technologies utilisant l'énergie solaire.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

pour la construction de nouveaux gazoducs métalliques, est la perte éventuelle de ductilité (fragilisation), qui pourrait nécessiter un « revêtement intérieur » pour protéger la partie interne du gazoduc (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

Il existe plusieurs technologies de production d'hydrogène décarboné, avec des niveaux de maturité et de déploiement très différents, utilisant différents procédés et sources d'énergie (Bruegel, 2021). Dans cette étude, nous nous concentrerons principalement sur deux technologies à base de gaz (vaporeformage du méthane avec CUSC et pyrolyse) et trois électrolyseurs à base d'électricité (alcalins, à membrane à échange de protons (PEM — *Proton Exchange Membrane*) et à cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC — *Solid Oxide Electrolyzer Cell*))⁴.

Le vaporeformage avec CUSC, en appliquant un taux de captage supposé de 90 %, implique des émissions d'une tonne de CO₂ par tonne d'hydrogène produite et nécessite des installations de stockage de carbone importantes. Il existe plusieurs technologies de pyrolyse à différents stades de maturité. Les avantages de la pyrolyse comprennent l'absence d'émissions directes de CO₂ dues au procédé (on ne produit que du carbone ou du graphite pur), une consommation d'électricité beaucoup plus faible que pour l'électrolyse et aucune consommation d'eau. Le carbone et le graphite, produits sous forme solide, ont actuellement un marché important qui pourrait être étendu à d'autres secteurs ou bien ils peuvent être éliminés. Si le biométhane est utilisé comme matière première, la technologie de la pyrolyse peut générer des émissions négatives. On estime que les émissions globales de GES sur le cycle de vie du vaporeformage avec CUSC et de la pyrolyse sont comparables (Timmerberg et al., 2020), les contributions les plus importantes pouvant provenir des fuites de méthane et des émissions de CO₂ liées au besoin de chaleur pour la pyrolyse.

4. D'autres technologies d'électrolyseurs (comme la membrane échangeuse d'anions (AEM) — voir Furfari et Clerici, 2021) connaissent des développements prometteurs mais ne sont pas au centre de cette analyse.

Parmi les électrolyseurs, le type alcalin est la technologie la plus mature, représentant la part du lion de la capacité d'électrolyse installée aujourd'hui. La technologie PEM représente la majorité du reste, tandis que les SOEC sont encore à un stade pré-commercial. Les électrolyseurs alcalins ont les coûts les plus bas et ont atteint des tailles plus importantes, tandis que les PEM sont plus petits avec des coûts plus élevés. Les SOEC présentent les coûts les plus élevés, bien qu'ils soient largement basés sur des estimations (voir section 1.2.1). Les électrolyseurs alcalins ont généralement une charge minimale de 10 à 20 % et sont moins flexibles que les PEM ou que les SOEC. Les PEM ont généralement une durée de vie plus courte, principalement en raison de la durée de vie de la membrane, dont le remplacement peut augmenter considérablement les coûts d'exploitation et de maintenance. Les SOEC ont un rendement électrique plus élevé mais nécessitent une source de chaleur supplémentaire, ce qui les rend aptes à fonctionner pour la production de e-liquides et de e-gaz.

1.1.2. L'hydrogène demain

La plupart des scénarios dont les objectifs climatiques sont supérieurs à 2 °C ne nécessitent pas de volumes d'hydrogène importants (GIEC, 2018). Une augmentation substantielle de la demande d'hydrogène dans les utilisations finales peut donc être étroitement liée à sa production décarbonée. Le regain d'intérêt actuel de nombreux pays pour la consommation et la production d'hydrogène décarboné confirme ce schéma, car il est fortement lié au niveau élevé d'ambition de décarbonation du système énergétique à long terme.

Au sein de l'UE, l'objectif d'émissions nettes nulles d'ici à 2050 est l'objectif majeur. Il définit aussi bien la direction à poursuivre que le niveau d'ambition nécessaire. En juillet 2020, la Commission européenne a publié sa stratégie en matière d'hydrogène (CE, 2020a). De nombreux pays européens ont depuis publié des feuilles de route ou des lignes directrices nationales, précisant les objectifs nationaux et les investissements prévus pour atteindre

ces buts (voir Tableau 1). Tout en conservant l'ambition de 2050 et en précisant parfois des objectifs généraux à cette date, la plupart des feuilles de route se concentrent sur des actions et objectifs plus concrets, à réaliser dans un délai plus court, souvent d'ici 2030. Cette étude se concentrera donc sur ces deux dates : 2030 et 2050.

La stratégie en matière d'hydrogène publiée par la Commission européenne fixe un objectif de 40 GW d'électrolyseurs pour produire de l'hydrogène renouvelable d'ici à 2030, avec un objectif intermédiaire d'au moins 6 GW d'ici à 2024; elle mentionne un déploiement possible de 500 GW d'ici à 2050⁵. Le niveau de mise en œuvre varie d'un pays à l'autre, plusieurs projets étant en cours de construction, beaucoup

5. La stratégie européenne souligne également l'ambition de l'industrie européenne de développer une capacité d'électrolyse supplémentaire de 40 GW dans les pays voisins de l'Europe pour l'exporter vers l'UE.

ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement et beaucoup d'autres étant au stade de l'étude de faisabilité.

D'autres pays ont publié des feuilles de route ou des stratégies pour l'hydrogène au cours des deux ou trois dernières années : plusieurs pays voisins de l'UE (voir Encadré 2) et de nombreux autres pays, dont les États-Unis (2020), le Canada (2020), le Chili, le Brésil (2017), la Chine (2019), l'Inde (2018), le Japon (2019), la Corée du Sud (2018) et l'Australie (2019) (IPHE, 2021 et WEC Allemagne, 2021).

Aujourd'hui, le marché de l'hydrogène repose essentiellement sur des technologies émettrices de CO₂. À court terme, le développement de la production nationale d'hydrogène décarboné devra répondre à toute nouvelle demande d'hydrogène et devra commencer à remplacer la production actuelle, par vaporeformage du méthane, à forte intensité carbonique.

	Feuille de route/ stratégie	Objectif en 2030 de capacité des électrolyseurs [GW]	Date de publication
France	(FR Gov, 2020b)	6.5	Sept. 2020
Allemagne	(BMW, 2020a)	5	Juin 2020
Italie	(MISE, 2020)	5	Nov. 2020
Espagne	(MITECOB, 2020)	4	Juillet 2020
Pays-Bas	(NL Gov, 2020)	3-4	Avril 2020
Suède	-	3 ¹	À paraître
Portugal	(PT Gov, 2020)	2-2.5	Août 2020
Belgique	-	2.2 ²	À paraître
Pologne	(PL MKiS, 2021)	2	Draft
Union européenne	(CE, 2020a)	40	Juillet 2020

1. La feuille de route est en cours de préparation. L'estimation provient de l'initiative Fossil Free Sweden.

2. L'estimation est citée dans l'étude de FCH JU, 2019, la feuille de route n'a pas encore été publiée.

Tableau 1. Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 dans certains pays de l'Union européenne

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Le développement d'un marché liquide à long terme nécessite de développer simultanément la production et la demande d'hydrogène décarboné pour atteindre des volumes critiques. Plusieurs options sont envisagées. L'une d'elles est la création de «vallées de l'hydrogène», avec le développement d'une demande (principalement dans les industries à forte intensité énergétique), d'une production et d'une infrastructure locales. Cette option figure dans de nombreuses feuilles de route nationales.

Une autre façon d'augmenter la demande d'hydrogène décarboné est de fixer un niveau minimum de mélange dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. Cette option est envisagée dans certaines feuilles de route, mais peut présenter des difficultés en fonction du degré de tolérance technique de certains équipements selon les compositions des mélanges. Ces différences de mélanges entre pays européens peuvent également créer des problèmes du fait d'un niveau élevé

Encadré 2. Situation des feuilles de route sur l'hydrogène dans les pays voisins : Afrique du Nord, Russie, Norvège, Royaume-Uni et Ukraine

La **Russie** a présenté en juin 2020 sa stratégie énergétique jusqu'à 2035 (RU Gov, 2020a). L'un des principaux objectifs de cette stratégie est de devenir un leader mondial dans la production et l'exportation d'hydrogène décarboné, avec des objectifs d'exportation de 0,2 Mt d'ici 2024 et de 2 Mt d'ici 2035. En octobre 2020, le gouvernement russe a publié un plan d'action (feuille de route) à 2024 (RU Gov, 2020b), tandis qu'un autre concept de développement de l'hydrogène devrait être publié en 2021, avec des objectifs à court, moyen et long terme. Plusieurs entreprises russes ont exprimé leur intérêt pour la production et l'exportation d'hydrogène décarboné, notamment Gazprom, Rosatom et Novatek. Elles s'intéressent principalement à la pyrolyse, à l'électrolyse de l'électricité nucléaire et renouvelable et à la production d'hydrogène ou d'ammoniac grâce au reformage du méthane avec CUSC. En outre, à plus long terme, Rosatom a l'intention de produire de l'hydrogène à l'aide de réacteurs nucléaires à haute température (HTGR — *High Temperature Gas-cooled Reactor*).

Afrique du Nord¹

Le **Maroc** est actuellement le pays le plus actif en Afrique du Nord pour ce qui est des partenariats internationaux dans l'exportation d'hydrogène fabriqué à partir d'énergies renouvelables. Une stratégie nationale pour l'hydrogène est en cours de préparation.

L'**Égypte** a signé des accords avec Siemens Energy et avec un consortium belge en 2021 pour le développement de la production, du commerce et de l'exportation d'hydrogène décarboné.

L'**Algérie**, un pays disposant d'importantes ressources en méthane, a exprimé son intérêt pour le développement de l'hydrogène à des fins d'exportation.

L'**Ukraine** a l'intention d'exporter de l'hydrogène renouvelable vers l'Union européenne. Des partenariats sont envisagés avec l'Allemagne et d'autres pays. Le Conseil ukrainien de l'hydrogène a été créé en 2018.

La **Norvège** a présenté sa stratégie nationale hydrogène en juin 2020 (NO Gov, 2020). Le gouvernement a alloué 120 millions de couronnes norvégiennes (environ 12,4 millions de dollars) au Conseil norvégien de la recherche pour des projets d'innovation, avec un focus prononcé sur les projets liés à l'hydrogène.

Royaume-Uni. Le gouvernement prévoit de publier une feuille de route nationale sur l'hydrogène en 2021. La production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables, de nucléaire et de vaporeformage du méthane avec CUSC est envisagée.

Sources : WEC Allemagne, 2021 ; IPHE, 2021

1. Dans ce rapport, l'Afrique du Nord comprend le Maroc, la Mauritanie, l'Algérie, la Tunisie, la Libye et l'Égypte.

Encadré 3. Intégration de la production d'électricité et d'hydrogène : le cas de la production nucléaire de réserve

La production et l'utilisation de l'hydrogène peuvent apporter des avantages importants au système énergétique, mais sa stratégie et sa planification à long terme doivent être bien intégrées aux autres secteurs énergétiques et au système électrique en particulier. Un exemple clair est fourni par la production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque utilisée pour produire de l'hydrogène. Un autre exemple intéressant peut être représenté par l'utilisation de la capacité disponible du parc nucléaire européen.

En 2019, la capacité nucléaire installée en Europe s'élevait à 112 GW, avec une production d'électricité correspondante de 760 TWh, soit un taux d'utilisation moyen de 78 %¹. En Europe, plusieurs pays affichaient un taux d'utilisation de 90 % ou plus (par exemple, l'Allemagne, la Suède, la Finlande et l'Espagne) tandis que d'autres présentaient un taux d'utilisation beaucoup plus faible. L'exception la plus notable est la France, où la part élevée du nucléaire dans le bouquet électrique et l'exploitation flexible de son parc ont permis d'atteindre un taux d'utilisation de 70 %. Le taux d'utilisation relativement faible de la France est dû à son faible coût de production qui a conduit à une part élevée de l'énergie nucléaire dans le bouquet électrique et à l'utilisation de centrales également à mi-charge.

D'ici à 2030, la capacité nucléaire installée dans l'UE devrait se réduire à environ 88 GW car certains pays renoncent à l'énergie nucléaire et des centrales sont mises hors service. L'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020) estime que le taux d'utilisation du parc nucléaire européen devrait baisser à 72 % d'ici à 2030, en raison de la flexibilité accrue de l'utilisation des réacteurs nucléaires accompagnant l'augmentation des parts de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la production totale d'électricité.

Une augmentation de la production du parc nucléaire européen de 72 à 90 % d'ici à 2030 pourrait fournir 140 TWh d'électricité supplémentaire. Cette production additionnelle suffirait à alimenter plus de 25 GW d'électrolyseurs (sur l'objectif de 40 GW de la stratégie européenne pour l'hydrogène), avec un taux d'utilisation de ces électrolyseurs d'environ 65 % d'ici à 2030², ce qui permettrait de produire environ 3 Mt d'hydrogène décarboné par an à moins de 2 \$/kgH₂³.

Environ 70 % de la production supplémentaire potentielle peut être produite par la France. Toutefois, il est peu probable qu'une partie de ce potentiel soit disponible à moyen terme en raison de la rénovation et de l'allongement de la durée de vie de plusieurs réacteurs français. En limitant ce potentiel à 50 %, la production supplémentaire française d'électricité pourrait être utilisée pour faire fonctionner la totalité de la capacité d'électrolyse de 6,5 GW visée par le pays d'ici à 2030 (voir section 3.2), soit une production nationale de 1 MtH₂. La production nucléaire additionnelle potentielle dans d'autres pays européens pourrait alimenter 7,5 GW supplémentaires, soit une production d'hydrogène décarboné de 0,8 MtH₂.

Le potentiel de production d'hydrogène à partir de la production supplémentaire d'électricité nucléaire dans l'UE d'ici à 2050 dépend de plusieurs facteurs : notamment du niveau d'intégration et de la flexibilité des systèmes d'électricité et d'hydrogène, de la quantité de capacité présente dans le système et du taux d'utilisation du parc nucléaire. Selon les données du scénario 1.5TECH de l'UE, la production supplémentaire d'électricité nucléaire pourrait alimenter près de 30 GW de capacité d'électrolyse, générant 3,3 Mt d'hydrogène décarboné.

Remarque : le coût d'opportunité pris en compte pour la production supplémentaire dans les centrales nucléaires est inférieur au coût actualisé de l'électricité (LCOE), car la majeure partie de la production supplémentaire se ferait pendant les heures creuses (voir Tableau 3 et section 3.2).

1. Ce chiffre est bien inférieur au facteur de capacité élevé typique du nucléaire dans de nombreux pays. Aux États-Unis, qui représentent environ un quart de la capacité nucléaire mondiale, le facteur d'utilisation moyen de l'ensemble du parc est de 93 %.

2. Inférieure à la capacité de 90 % de la production d'électricité des centrales nucléaires en raison du caractère saisonnier de la demande d'électricité.

3. Tous les coûts, prix et investissements présentés dans cette étude sont exprimés en termes réels en dollars US de l'année 2020.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

d'interconnexions. En outre, étant donné la densité énergétique volumétrique plus faible de l'hydrogène par rapport au méthane, une quantité moindre d'énergie serait transportée et livrée aux utilisateurs finaux. Une obligation de mélange à l'échelle de l'UE fixé à une faible part pourrait générer une demande supplémentaire jusqu'en 2030, en stimulant la production décarbonée. Une obligation de 5 % (en volume) sur l'ensemble du réseau gazier européen pourrait entraîner une demande supplémentaire d'hydrogène décarboné d'environ 1,5 Mt à court et moyen terme. Cette quantité est bien inférieure à la demande industrielle actuelle d'hydrogène, satisfaite par une production émettrice de CO₂. À plus long terme,

pour atteindre les objectifs de décarbonation totale d'ici à 2050, il faudrait mélanger l'hydrogène avec de l'e-méthane et du biométhane : il serait donc alors plus probable que l'hydrogène soit transporté sous forme pure dans des pipelines spécialisés (voir section 1.2.2).

La production d'hydrogène à partir des 40 GW d'électrolyseurs prévus peut être estimée à environ 2,6 Mt en 2030. Ce chiffre est nettement inférieur aux « jusqu'à 10 millions de tonnes » envisagées par la Commission européenne (2020a) car il est calculé pays par pays, à partir de centrales éoliennes et solaires photovoltaïques dédiées et en utilisant la production supplémentaire des centrales nucléaires

[Mt H ₂]	2019	2030		2050		
	Demande	Demande	Production	Demande	Production	Importations [%]
Autriche	0.1	0.2	0.1	0.6 – 1.5	0.2 – 0.4	63 % – 71 %
Belgique	0.9	1.1	0.1	2.8 – 3.3	1.8 – 2	35 % – 39 %
France	0.9	1.0	1.0	1.1 – 4.5	1.8 – 4	-60 % – 12 %
Allemagne	1.6	3.3	0.4	11 – 21	3.2 – 5.5	72 % – 74 %
Italie	0.5	0.7	0.2	6 – 8	2.2 – 2.6	64 % – 67 %
Pays-Bas	1.5	1.7	0.2	3.9 – 4.7	2.6 – 3	33 % – 36 %
Pologne	1.0	1.1	0.1	3.6 – 4	1.5 – 1.8	58 % – 56 %
Espagne	0.5	0.6	0.2	2.6 – 3.5	2.9 – 3.9	-12 % – -11 %
Autres UE	3.1	3.5	0.4	8 – 9.5	5.1 – 6.3	36 % – 33 %
Total UE	10.1	13.2	2.6	40 – 60	21.3 – 29.6	47 % – 51 %

Tableau 2. Offre et demande d'hydrogène dans l'Union européenne, selon des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050

Source : analyse des auteurs

Notes : La demande d'hydrogène en 2019 et 2030 est satisfaite par une production d'hydrogène à la fois émettrice de carbone et décarboné. La production d'hydrogène en 2030 comprend uniquement la production à partir d'électrolyseurs fonctionnant avec des sources décarbonées, tandis que tout l'hydrogène produit en 2050 est décarboné. Les chiffres présentés dans ce tableau ne tiennent pas compte des éventuelles obligations de mélange à l'échelle de l'UE. Les chiffres négatifs des importations représentent des exportations. Pour les fourchettes de la demande, de la production et des importations, voir également la section 3 avec les profils des différents pays.

existantes (voir Encadré 3). Il en résulte un taux d'utilisation moyen des électrolyseurs dans l'UE de 3350 heures par an. Un taux d'utilisation plus élevé pourrait être obtenu en connectant les électrolyseurs au réseau (mais cela augmenterait les coûts et soulèverait des questions quant à la neutralité carbone de la production d'hydrogène), ou en réduisant la capacité des électrolyseurs par rapport à celle des centrales éoliennes ou solaires photovoltaïques (voir section 1.2.1 et analyse de la Figure 4). Le vaporeformage du méthane avec CUSC peut contribuer à créer un marché d'approvisionnement à court et moyen terme. En l'absence d'une modernisation importante des installations de vaporeformage existantes avec des équipements CUSC, une part importante de la demande d'hydrogène (environ 80 %) devrait être importée ou encore utilisée sous sa forme à forte intensité carbonique en 2030 (voir Tableau 2).

La capacité d'importer de grands volumes dépendra principalement du cadre réglementaire et de la disponibilité des infrastructures d'importation, alors que l'attrait des

investissements dans des projets de combustibles fossiles équipés de CUSC dépend fortement de leur inclusion à long terme parmi les sources autorisées. Ces deux aspects seront examinés plus en détail à la section 2.3.

La phase de déploiement à l'horizon 2030 est une étape fondamentale sur la voie de la généralisation de l'utilisation et de la production d'hydrogène décarboné d'ici à 2050. La transformation du système nécessite plusieurs étapes successives : aucune de ces étapes ne peut être considérée comme acquise. Le développement d'une infrastructure d'hydrogène décarboné parallèlement au réseau de biométhane et e-méthane va nécessiter des investissements importants, sans oublier le remplacement des équipements d'utilisation finale. La concurrence avec d'autres sources d'énergie et d'autres technologies dans certains secteurs (par exemple dans le secteur du bâtiment ou pour les véhicules légers) sera forte. Cette concurrence, ainsi que le niveau de pénétration de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans les secteurs difficiles à décarboner, détermineront sa part dans le bouquet énergétique.

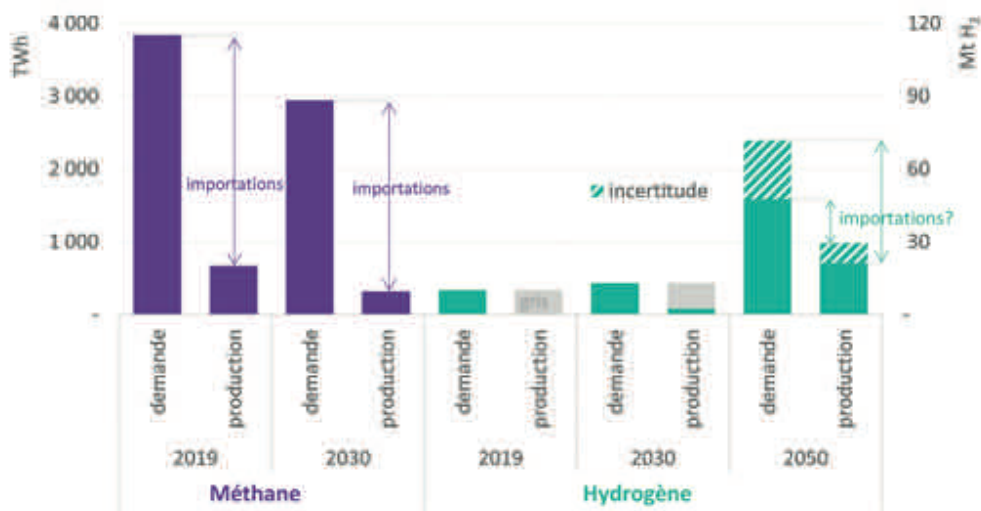


Figure 2. Demande et production de méthane et d'hydrogène dans l'Union européenne, 2019-2030-2050

Sources : Scénario de développement durable de l'AIE pour les données sur le méthane et analyse des auteurs pour l'hydrogène

La production « grise » est une production d'hydrogène émettrice de CO₂.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Dans les scénarios présentés par la Commission européenne, la part de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans la consommation finale en 2050 se situe entre 15 et 22 %, soit environ 1 300-1 800 TWh. Cette part est la plus élevée dans le scénario 1.5TECH, le e-méthane et les e-carburants représentant plus de la moitié de cette part en 2050. Sur les 1 900 TWh utilisés par les carburants à base d'hydrogène dans ce scénario, la demande du secteur industriel représente un quart, celle du secteur des transports plus de la moitié, celle des bâtiments un cinquième et celle de l'électricité les 6 % restants. La demande totale d'hydrogène, de e-méthane et de e-liquides se situe entre 48 et 72 Mt⁶. Dans cette étude, nous prendrons en compte une demande de 60 Mt d'hydrogène dans l'UE en 2050, soit l'équivalent de 2 000 TWh.

D'autres études indiquent une demande d'hydrogène en 2050 encore plus élevée que les scénarios de la Commission européenne. Un nouveau rapport du European Hydrogen Backbone (EHB, 2021b) estime la demande à 2 750 TWh (plus de 80 Mt d'hydrogène) pour l'Union européenne et le Royaume-Uni, tandis qu'un rapport conjoint d'IFPEN, de SINTEF et de Deloitte pour l'Association internationale des producteurs de pétrole et de gaz met en évidence deux voies vers 2050, toutes deux dépassant 100 Mt de demande d'hydrogène d'ici à 2050 (IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021). Une demande d'hydrogène plus élevée que les 60 Mt envisagées nécessiterait la combinaison d'une augmentation de la production intérieure dans l'UE et d'importations d'hydrogène beaucoup plus importantes.

L'incertitude du côté de la demande se retrouve dans l'incertitude du côté de l'offre intérieure. Les deux principaux éléments d'incertitude sont de savoir si la capacité d'électrolyse estimée à 500 GW d'ici 2050 (CE, 2020a) sera atteinte — ou dépassée — dans l'UE, et quelles sources d'énergie seraient utilisées pour produire l'électricité.

Notre analyse pays par pays des plans et du déploiement possible des électrolyseurs montre une fourchette de production d'hydrogène décarboné comprise entre 21 et 30 Mt (voir Figure 2), avec un déploiement des électrolyseurs de 350 à 500 GW. Un déploiement plus important ou des taux d'utilisation plus élevés (par exemple, en réduisant la capacité des électrolyseurs — voir section 1.2.1) pourraient entraîner une augmentation de la production intérieure de l'UE.

Cette incertitude du côté de l'offre et de la demande aboutit à une fourchette globale d'importations possibles comprise entre 18 et 50 Mt, soit 600 à 1 670 TWh. Avec une capacité d'électrolyseurs de 500 GW en 2050, la production décarbonée d'hydrogène couvrirait un peu moins de la moitié de la demande totale de 60 Mt. Les 30,4 Mt d'hydrogène restantes devraient être importées. Ce niveau d'importation correspond à environ un tiers des importations actuelles de méthane dans l'UE en termes d'énergie.

1.2. Technologies et coûts

1.2.1. Production

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement produit par le vaporeformage du méthane et la gazéification du charbon (AIE, 2019). La part de l'hydrogène produit à partir de l'électrolyse est encore très faible car son coût reste nettement supérieur à celui des solutions alternatives. Les objectifs de déploiement ambitieux en Europe et dans plusieurs pays du monde font naître des attentes élevées en matière de réduction des coûts de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse. Des réductions de coûts sont également attendues pour les vaporeformages du méthane avec CUSC, mais dans une moindre mesure étant donnée la maturité de la technologie, et pour les installations de pyrolyse (voir l'annexe A pour toutes les hypothèses et tous les résultats).

Plusieurs paramètres influent sur les coûts de production de l'hydrogène. Comme pour (presque) toutes les technologies à faibles

6. Obtenue en utilisant une efficacité de 80 % du processus pour obtenir du e-gaz et de 75 % pour les e-carburants.

Encadré 4. Quel coût moyen pondéré du capital utiliser?

L'actualisation est la méthode habituellement utilisée pour comparer la valeur future à la valeur actuelle. Dans la mesure où notre rapport traite des politiques publiques, nous suivons une approche «socio-économique» (analyse du bien-être sociétal basé sur les meilleures politiques) et présentons notre choix au regard de cette approche. Nous expliquons ensuite comment nous pouvons appliquer ce choix au taux d'actualisation utilisé par les entreprises privées, à savoir leur coût moyen pondéré du capital (WACC).

Le taux d'actualisation social est un paramètre clé pour évaluer l'impact socio-économique des projets d'investissements publics dans les décennies à venir¹.

- Pour les projets ne présentant qu'un risque idiosyncratique, qui peut théoriquement être entièrement diversifié ou assuré (aucune corrélation avec le risque systémique), le taux d'actualisation ou taux «sans risque» R est lié à la croissance économique à long terme g , par la formule de Ramsey (ou règle d'or) $R = \delta + \gamma g$, où δ est interprété comme une combinaison de préférence temporelle pure et de risque de catastrophe, par laquelle les effets futurs seraient éliminés ou gravement altérés, et γ est l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation (inverse de l'élasticité de substitution intertemporelle de la consommation). La croissance future de la consommation est incertaine. Ainsi, R est diminué d'un terme μ proportionnel à l'aversion au risque du consommateur et croissant avec le risque (proportionnel à la variance du risque pour un modèle à croissance stochastique) : $R = \delta + \gamma g - \mu$.

- Pour les projets dont les risques sont corrélés au risque systémique, le taux d'actualisation α est la somme du taux sans risque R et d'une «prime de risque», soit $\beta\Pi$, où Π est la prime moyenne du risque macroéconomique et β est la corrélation du projet avec le risque macroéconomique. $\alpha = R + \beta\Pi = (\delta + \gamma g - \mu) + \beta\Pi$. Par définition de Π , la moyenne de β sur tous les types de projets est de 1.

Cette relation est le «modèle d'évaluation des actifs basé sur la consommation» (CAPM de consommation ou CCAPM) ou la version «socio-économique» du modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM — *capital asset pricing model*) utilisé dans la théorie financière pour déterminer le coût moyen pondéré du capital. Toutes ces formules sont en termes réels, c'est-à-dire nettes d'inflation.

Le Trésor britannique recommande un $R = 3,5\%$ pour 30 ans et un R plus faible pour des durées plus longues afin de tenir compte de l'incertitude croissante sur la croissance économique. Depuis 2013, l'administration française recommande un taux d'actualisation sans risque de $2,5\%$ jusqu'en 2070, diminuant progressivement à $1,5\%$ au-delà de 2070. Une prime de risque, spécifique à chaque projet, est ajoutée en fonction de sa sensibilité macroéconomique (β) et de la prime de risque systémique. Elle est fixée à $2,0\%$ jusqu'en 2070 et à $3,0\%$ au-delà de 2070. Pour notre présente analyse, nous utilisons les paramètres suivants : $R = 2,5\%$ (associé à des hypothèses de croissance incertaines à long terme de $0,5\%$ à 2% pour g), $\beta = 1$ et $\Pi = 2\%$, ce qui donne $\alpha = 2,5\% + 2\% = 4,5\%$. La réconciliation entre cette approche socio-économique (meilleures politiques dans des marchés parfaits) et la vie réelle des entreprises privées est parfois difficile. Elle dépend ainsi des conditions de marché et des conditions spécifiques de chaque projet.

Si l'on se concentre sur le coût moyen pondéré du capital utilisé dans le secteur de l'énergie, selon une analyse présentée par l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020)², grâce à des systèmes appropriés de rémunération à long terme mis en œuvre par des politiques publiques (par le biais de contrats d'achat d'électricité, par exemple), l'industrie du solaire photovoltaïque a bénéficié d'un faible coût moyen pondéré du capital. Ceci reflète l'approche socio-économique décrite ci-dessus. À l'inverse, si les projets solaires étaient développés selon un modèle marchand de centrale, leur coût moyen pondéré du capital augmenterait considérablement.

Cette étude examine le rôle de l'hydrogène dans la transformation énergétique globale vers un avenir plus propre. Presque toutes les technologies à faibles émissions de carbone demandent un capital fort ; or la réduction du coût du capital est un aspect fondamental pour les décideurs politiques afin de faciliter la transition et de la rendre plus abordable pour les utilisateurs finaux. Ainsi, notre choix d'un coût moyen pondéré du capital est conforme à l'approche socio-économique. Celle-ci suppose que des systèmes de rémunération à long terme et une répartition efficace des risques entre les parties prenantes sont mis en œuvre par les politiques publiques afin de minimiser le coût de la transition énergétique.

1. Voir : Nordhaus, 2018 ; Gollier, 2013 ; HM Treasury, 2003 ; US OMB, 2003 ; CGI, 2017.

2. (AIE, 2020), p. 234-236.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

émissions de carbone, le coût du capital peut avoir des conséquences importantes sur le coût total de production. Tout au long de ce rapport, nous avons supposé un coût moyen pondéré du capital (WACC — *Weighted Average Cost of Capital*) de 4,5 %. Bien que ce taux puisse être considérablement inférieur à celui observé aujourd'hui sur des projets spécifiques dans différents pays et de sources variées, il correspond à l'approche socio-économique reflétant les actions nécessaires de la part des gouvernements pour assurer une transition énergétique abordable (voir Encadré 4). L'UE a établi un système de classification pour répertorier les activités durables du point de vue de l'environnement dans le but de fournir un accès différencié à l'investissement pour les projets émetteurs ou non émetteurs de CO₂ (taxonomie de l'UE). L'accès aux financements dans les pays non européens serait plus difficile et coûterait plus cher.

Les autres paramètres qui influencent sensiblement les coûts de production de l'hydrogène sont : le coût d'investissement unitaire, le

coût de l'électricité utilisée, le taux d'utilisation et l'efficacité du procédé.

La réduction du coût d'investissement dépend de plusieurs facteurs et principalement du niveau de déploiement dans le temps. Le coût des électrolyseurs alcalins se situe aujourd'hui entre 500 et 1 400 dollars/kW⁷, celui des PEM entre 1 100 et 1 800 dollars/kW et celui des SOEC entre 2 800 et 5 600 dollars/kW (AIE, 2019). D'autres études citent des fourchettes similaires, tandis que BNEF a fait état de coûts de 200 \$/kW pour les électrolyseurs fabriqués en Chine aujourd'hui (Agora EW, 2019). Ce faible coût pourrait non seulement réduire, au niveau mondial, l'investissement moyen pour les électrolyseurs au fil du temps, mais il aurait aussi potentiellement des implications importantes pour la production de ces équipements en Europe (voir section 1.3.1).

7. Tous les coûts liés aux électrolyseurs se rapportent à la capacité électrique (input), tandis que pour le vaporeformage du méthane et la pyrolyse, ils se rapportent à la capacité en hydrogène (output).

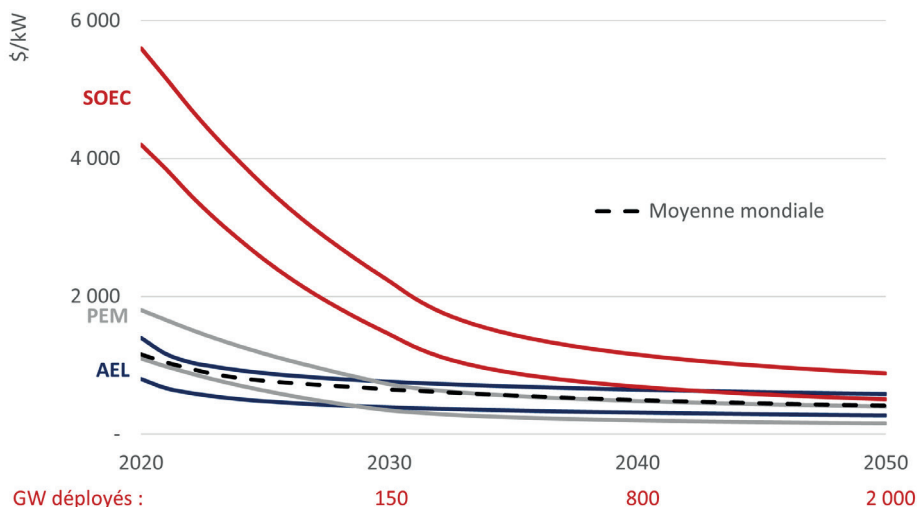


Figure 3. Fourchettes de coûts des électrolyseurs, 2020-2050

Source : AIE, 2019 pour les coûts de l'année de base

Notes : Des taux d'apprentissage de 10 %, 14 % et 16 % sont respectivement supposés pour les technologies alcalines, PEM et SOEC. On suppose un déploiement de 150 GW et de 2000 GW respectivement en 2030 et 2050 au niveau mondial.

La capacité mondiale des électrolyseurs devrait atteindre 150 GW d'ici 2030 et 2000 GW d'ici 2050. Avec des taux d'apprentissage de 10 %, 14 % et 16 % (conformément à HC, 2020) respectivement pour les électrolyseurs alcalins, PEM et SOEC, les coûts d'investissement pour les électrolyseurs alcalins et PEM devraient baisser à 350-760 \$/kW d'ici 2030 (voir Figure 3). Les coûts des électrolyseurs SOEC et des usines de pyrolyse du gaz devraient également baisser, mais la capacité mise en service à cet horizon est limitée. La baisse des coûts d'investissement pour le vaporeformage du méthane avec CUSC devrait être plus limitée, atteignant 1 360 \$/kW en 2030, soit environ 20 % de moins qu'aujourd'hui (AIE, 2019a).

En 2050, avec le déploiement d'environ 2000 GW de capacité d'électrolyse dans le monde, les coûts d'investissement atteignent une fourchette de 160 à 880 \$/kW, avec une moyenne mondiale de 410 \$/kW pour les technologies alcalines, PEM et SOEC. L'extrémité inférieure du spectre est représentée par les coûts d'investissement des grandes usines PEM et le coût le plus élevé par les petits systèmes SOEC. L'augmentation de la capacité mondiale à 4000 GW (similaire à la capacité mondiale envisagée par l'AIE, 2021c d'ici 2050) entraînerait une nouvelle baisse des coûts de 10 à 15 %.

Deux autres éléments ayant un impact important sur le coût global de la production d'hydrogène sont le coût de l'électricité utilisée pour faire fonctionner les électrolyseurs et les taux d'utilisation annuels.

Le coût de la production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque a diminué de manière très significative au cours des deux dernières décennies. De nouvelles baisses de coût sont attendues, en particulier pour l'éolien en mer. Cette technologie s'apprête à apporter sa pleine contribution pour l'atteinte des objectifs en matière d'énergies renouvelables et de décarbonation du secteur de l'électricité en Europe d'ici 2050 (CE, 2020b). Elle représentera en effet environ 40 % de la production totale d'énergie éolienne et solaire dans l'UE d'ici

2050. Le coût actualisé de l'électricité solaire photovoltaïque devrait atteindre des valeurs de l'ordre de 10 à 50 dollars/MWh d'ici 2050 (IRENA, 2020a).

Une contribution à la production d'hydrogène bon marché en Europe peut également être apportée par la production supplémentaire d'électricité à partir des centrales nucléaires existantes, estimée à un coût d'opportunité de moins de 30 \$/MWh aujourd'hui et d'environ 45 \$/MWh pour les centrales fonctionnant en 2050, compte tenu de la rémunération de certains coûts fixes. Ce prix reflète l'augmentation de la production d'électricité depuis les faibles niveaux prévus (environ 75 %) dans le système électrique jusqu'à des niveaux moyens de 90 %, principalement en augmentant la production aux heures creuses (voir Encadré 3). Le potentiel de cette contribution est limité à la quantité de la capacité nucléaire totale installée dans le système.

La diminution des coûts unitaires de production de l'électricité et la baisse des coûts d'investissement dans les électrolyseurs devraient entraîner une baisse substantielle des coûts de production de l'hydrogène. Les taux d'utilisation des électrolyseurs joueront un rôle important dans cette évaluation économique⁸. D'une manière générale, plus le taux d'utilisation est élevé, plus la composante des coûts fixes est faible. L'impact sur le prix global est plus important dans les premières années (par exemple, en 2030 par rapport à 2050), lorsque le coût d'investissement des électrolyseurs est plus élevé.

Les taux d'utilisation les plus élevés peuvent être atteints par des électrolyseurs connectés au réseau. Dans ce cas, l'hydrogène produit ne sera décarboné que dans la mesure où la production globale d'électricité l'est. Plusieurs projets relatifs à l'hydrogène envisagent de recourir uniquement à des énergies renouvelables dédiées pour alimenter l'électrolyseur en électricité. Les centrales pilotables offrent

8. Les taux d'utilisation peuvent varier de 12-15 % à 90 % selon la source d'électricité utilisée.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

les taux d'utilisation les plus élevés tandis que ceux des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques sont généralement plus faibles. Les projets mixtes (ou hybrides) éoliens et solaires photovoltaïques peuvent offrir des facteurs de capacité moyens plus élevés, en fonction de la corrélation de la production des deux sources. D'autres options consistent à prélever de l'électricité sur le réseau uniquement pendant les heures où la production décarbonée est à 100 % (y compris la demande d'électricité supplémentaire pour la production d'hydrogène), afin de garantir l'origine décarbonée. Cette opération nécessiterait une réglementation concrète pour garantir l'origine décarbonée. Un élément de coût supplémentaire pour l'utilisation du réseau devrait alors être inclus dans le coût de production de l'hydrogène.

Les électrolyseurs PEM sont plus flexibles que les électrolyseurs alcalins⁹. Certaines études soulèvent la question de savoir si la variabilité et l'intermittence du solaire photovoltaïque et de l'éolien pourraient avoir un impact significatif sur le fonctionnement des électrolyseurs, non seulement en raison de la puissance minimale requise par la pile (pour les PEM, on pense que cela ne pose pas de problème), mais aussi en raison du comportement réel de l'ensemble de l'installation d'électrolyse, y compris son équilibre sophistiqué (Furfari et Clerici, 2021).

Les électrolyseurs exploités à une puissance inférieure à leur puissance nominale peuvent présenter un rendement inférieur et peuvent avoir un impact sur le rendement global du processus (calculé pour des conditions optimales) si des solutions plus coûteuses ne sont pas envisagées. Ces deux aspects doivent être analysés plus en détail.

Une autre solution possible pour augmenter le taux d'utilisation des électrolyseurs connectés à une centrale dédiée et pour réduire la variabilité de sa production d'électricité est de

réduire la capacité de l'électrolyseur par rapport à la capacité de la centrale de production d'électricité. Dans l'exemple présenté au cas 1 de la Figure 4, la réduction de la capacité de l'électrolyseur aux deux tiers de la capacité solaire photovoltaïque augmente le facteur d'utilisation de plus d'un quart (de 30 % à 38 % dans l'exemple). Une réduction supplémentaire à un tiers de la capacité solaire photovoltaïque augmenterait le taux d'utilisation de l'électrolyseur à 46 %, soit une augmentation de 50 % par rapport au facteur de capacité du système solaire photovoltaïque dans cet exemple. Une analyse de la relation entre la réduction de la taille et l'augmentation du facteur de capacité de l'électrolyseur est fournie dans Clerici et Furfari, 2021.

Étant donné les taux d'utilisation plus élevés des parcs éoliens offshore, une réduction¹⁰ de la taille des électrolyseurs permettrait d'augmenter considérablement leur taux d'utilisation. Le reste de la production d'électricité de la centrale éolienne ou solaire peut alors être réduit ou injecté dans le réseau électrique. Si elle est réduite, cela augmentera le coût de l'électricité fournie à l'électrolyseur. Comme la partie la plus stable de la production d'électricité serait utilisée pour l'électrolyseur, la partie la plus variable serait injectée dans le réseau. Si de nombreux projets suivent cette approche, cela pourrait avoir un impact significatif sur le système électrique et augmenter le coût global du système en raison des mesures d'intégration qui devraient être mises en place pour accueillir cette production (voir section 1.3.1).

La situation inverse du cas 1 est présentée dans le cas 2 de la Figure 4, où la majorité (deux tiers) de la production solaire photovoltaïque est principalement utilisée pour répondre à la demande d'électricité et où seul l'éventuel excédent de production est utilisé pour faire fonctionner l'électrolyseur dédié. Dans le cas présenté, sans connexion supplémentaire au

9. Par exemple, les électrolyseurs PEM offrent une plage de charge plus large, pouvant dépasser temporairement la capacité nominale et sans facteur de charge minimal (IEA, 2019).

10. L'éventuelle réduction de la capacité de l'électrolyseur par rapport à la capacité de l'éolienne ou de l'énergie solaire photovoltaïque n'est pas prise en compte dans les calculs présentés plus loin dans l'étude, car cette mesure est très dépendante du projet.

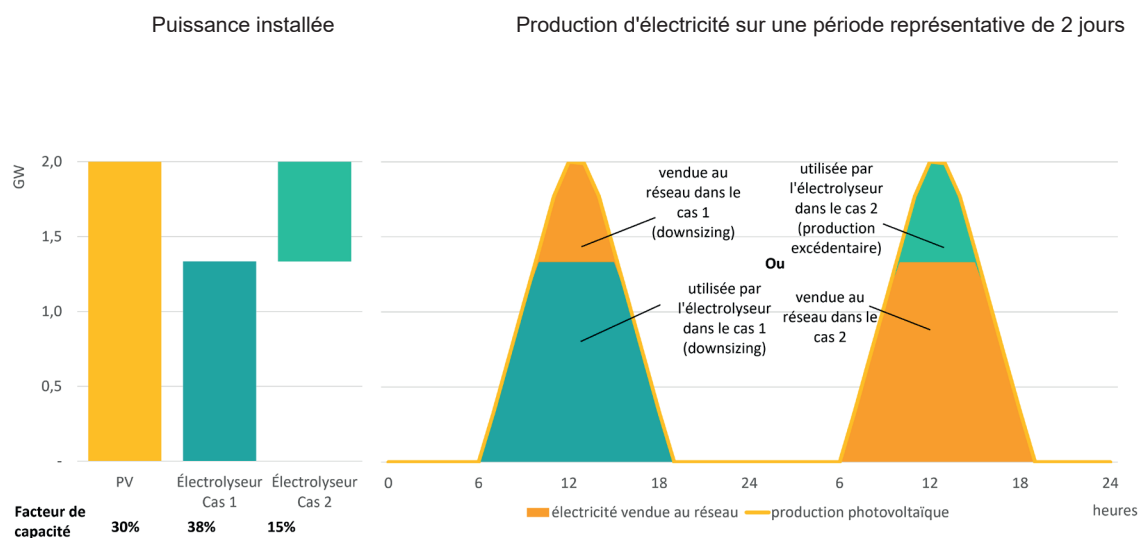


Figure 4. Puissances du système photovoltaïque et de l'électrolyseur : réduction ou utilisation de l'énergie excédentaire

Source : Analyse des auteurs

Note : La production est supposée être constante tous les jours de l'année.

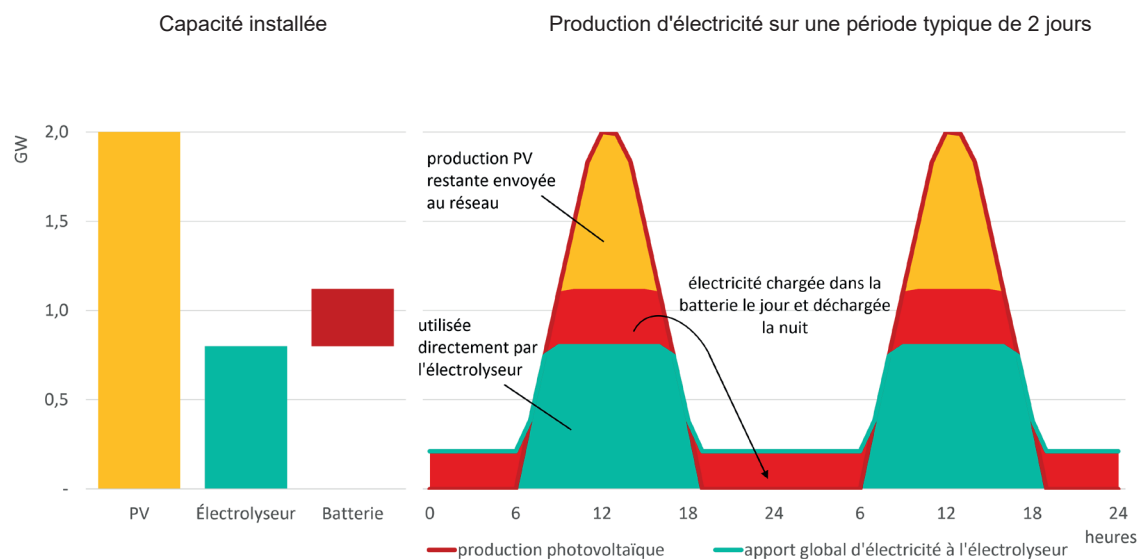


Figure 5. Solaire photovoltaïque, puissance de l'électrolyseur et stockage en batterie

Source : Analyse des auteurs

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

réseau, le taux d'utilisation de l'électrolyseur serait réduit de moitié ou plus par rapport au taux d'utilisation du système photovoltaïque. Alors que la valeur de cette électricité est généralement très faible (dans certains cas proche de zéro), le coût de sa production dépend du schéma de rémunération de l'installation (par exemple un contrat d'achat d'électricité) et il est le plus souvent non nul. Même dans le cas d'une faible valeur, le faible taux d'utilisation aggrave considérablement l'économie de ce type de solution. En outre, le potentiel à coût nul ou faible serait en concurrence avec d'autres utilisations (par exemple les batteries) et ne suffirait pas à couvrir la demande en électricité du carburant synthétique (Agora VW-EW-FE, 2018).

L'utilisation de stockage de l'électricité pourrait réduire davantage la variabilité de la production des centrales éoliennes et solaires en fournissant une production d'électricité plus continue à l'électrolyseur. La combinaison d'une réduction substantielle de la taille de l'électrolyseur et du stockage de l'électricité dans des batteries pourrait augmenter considérablement le taux d'utilisation de l'électrolyseur (voir la Figure 5), en le doublant presque par rapport au taux d'utilisation de la centrale solaire photovoltaïque dans l'exemple. Cependant, sur la base des coûts actuels des batteries, le coût de production d'hydrogène serait multiplié par 2,5 malgré la forte augmentation du taux d'utilisation. Le coût du système de stockage par batterie à l'horizon 2030 devrait diminuer d'environ 75 à 80 % afin de pouvoir atteindre le seuil de rentabilité pour le cas sans stockage par batterie.

Les coûts de production d'hydrogène pour cinq pays européens (Autriche, France, Allemagne, Italie et Espagne) et quatre pays exportateurs possibles (Chili, Égypte, Maroc et Russie) ont été analysés pour plusieurs technologies. Le Tableau 3 présente les coûts de production de deux technologies à base de gaz (vaporeformage et pyrolyse) et de quatre sources d'électricité (éolien terrestre, éolien offshore, solaire photovoltaïque et nucléaire) pour la production d'hydrogène par électrolyse.

Les technologies les plus pertinentes pour chaque pays seront présentées au chapitre 3.

Les coûts de production d'hydrogène dans les pays exportateurs disposant de bonnes ressources (comme le gaz en Russie et les ressources renouvelables en Afrique du Nord) sont souvent inférieurs à ceux des pays européens. La question de savoir si le coût total livré aux utilisateurs finaux européens sera inférieur, comparable ou supérieur au coût total européen dépendra principalement du coût du transport et sera analysé dans les sections suivantes.

1.2.2. Infrastructures de transport, de distribution et de stockage

Une infrastructure de transport et de distribution est nécessaire pour acheminer le gaz des producteurs aux consommateurs. Il en va de même pour l'hydrogène, avec toutefois quelques différences notables. L'hydrogène peut être transporté soit en mélange avec le méthane, sous sa forme pure ou sous forme de produits dérivés. Le mélange d'hydrogène dans l'infrastructure gazière existante est le moyen le plus facile (et le moins cher) d'introduire de l'hydrogène dans le système gazier à court terme, en particulier à un faible pourcentage en volume. Les normes et les limitations peuvent varier d'un pays à l'autre et peuvent représenter un obstacle au commerce international à l'intérieur et à l'extérieur des frontières de l'UE. Il est possible d'utiliser un procédé de séparation si on a besoin d'hydrogène pur mais cela entraîne des pertes supplémentaires.

L'hydrogène pur peut être importé par des pipelines spécialisés ou par bateau. Dans les deux cas, les infrastructures existantes peuvent être reconverties¹¹ ou de nouvelles infrastructures peuvent être construites. Dans le cas d'une réaffectation, une évaluation supplé-

11. La reconversion est la conversion d'un gazoduc ou d'un terminal GNL existant pour qu'il soit uniquement dédié au transport d'hydrogène. Elle est différente du réaménagement des gazoducs, qui est une mise à niveau de l'infrastructure existante pour permettre le mélange d'hydrogène (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

		À base de gaz				Électrolyse							
		Vaporeformage du méthane avec CUSC		Pyrolyse		Éolien terrestre		Éolien offshore		Champs photovoltaïques		Nucléaire	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Autriche	\$/MWh	54	55	87	76	118	90	n.d.	n.d.	136	80	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.9	3.0	n.d.	n.d.	4.5	2.7	n.d.	n.d.
France	\$/MWh	54	55	85	72	113	87	109	71	116	70	54	69
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.8	2.4	3.8	2.9	3.6	2.4	3.9	2.3	1.8	2.3
Allemagne	\$/MWh	54	55	87	78	118	90	100	65	148	87	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.6	3.9	3.0	3.3	2.2	4.9	2.9	n.d.	n.d.
Italie	\$/MWh	54	55	89	80	132	100	n.d.	79	90	55	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	3.0	2.7	4.4	3.4	n.d.	2.6	3.0	1.8	n.d.	n.d.
Espagne	\$/MWh	54	55	87	74	109	84	111	76	81	41	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.7	2.8	3.7	2.5	2.7	1.4	n.d.	n.d.
Chili	\$/MWh	49	47	83	75	106	79	111	71	63	37	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.6	1.6	2.8	2.5	3.5	2.6	3.7	2.4	2.1	1.2	n.d.	n.d.
Égypte	\$/MWh	52	50	87	78	106	81	119	79	57	36	105	95
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.5	2.7	4.0	2.6	1.9	1.2	3.5	3.2
Maroc	\$/MWh	52	50	87	78	96	72	119	79	65	40	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.2	2.4	4.0	2.6	2.2	1.3	n.d.	n.d.
Russie	\$/MWh	44	42	76	68	144	105	n.d.	n.d.	125	75	100	90
	\$/kgH ₂	1.5	1.4	2.5	2.3	4.8	3.5	n.d.	n.d.	4.2	2.5	3.3	3.0

Tableau 3. Coûts de production de l'hydrogène pour des technologies et des sources d'énergie sélectionnées

Source : Analyse des auteurs

Notes : ces résultats ne comprennent pas les coûts de transport. Tous les calculs sont basés sur les coûts d'investissement moyens (environ 400 \$/kW en 2050) et non sur les moins chers disponibles (160 \$/kW) afin de refléter le coût moyen de production. Les hypothèses de calcul sont présentées à l'annexe A. Pour l'énergie nucléaire en France, le coût de production de l'hydrogène est inférieur à celui d'un nouveau réacteur, car le calcul ne prend en compte que la production supplémentaire obtenue en augmentant le taux d'utilisation des centrales existantes (voir section 3.2).

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

mentaire du coût et de l'amortissement de l'infrastructure doit être effectuée. Plusieurs institutions procèdent actuellement à des évaluations du potentiel des infrastructures pétrolières et gazières européennes existantes pour le transport de l'hydrogène ou du CO₂¹². En ce qui concerne les pipelines, les stations de compression peuvent contribuer à augmenter significativement les coûts globaux, tandis que les terminaux d'importation et d'exportation, les installations de liquéfaction, le stockage local, les navires et les coûts de transports s'ajoutent tous aux coûts globaux de transport.

L'hydrogène peut également être transporté par des produits dérivés plus faciles à transporter, comme l'ammoniac et les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC). À moins qu'il ne soit directement utilisé dans son usage final (comme dans le cas de l'ammoniac pour les engrais), les processus de conversion et de reconversion doivent être inclus dans toute évaluation économique. Les pertes de conversion doivent également être prises en compte pour d'autres produits dérivés tels que le e-méthane et d'autres e-liquides, bien que leur capacité à utiliser les infrastructures existantes constitue un avantage important.

On peut distinguer deux grandes catégories d'infrastructure de transport de l'hydrogène :

- Les pipelines et le transport maritime internationaux acheminent l'hydrogène et ses produits dérivés des pays exportateurs vers l'UE. Les pipelines se caractérisent par des diamètres importants pour permettre des volumes élevés et des économies d'échelle (taille caractéristique de 48"). Les pipelines sont également caractérisés par leur métallurgie. L'Europe compte de nombreux terminaux GNL et de grands ports. Plusieurs d'entre eux, comme le port de Rotterdam (PoR, 2020) et le port d'Anvers (HIC, 2021), sont très engagés dans la transformation vers l'hydrogène.
- Le réseau de transport interne de l'UE. L'étude European Hydrogen Backbone, publiée en 2020 (EHB, 2020) et mise à jour en 2021

(EHB, 2021a), envisage un déploiement d'ici 2040 de près de 40 000 km de conduites d'hydrogène dédiées, reconverties ou nouvelles, de trois tailles différentes (48", 36" et 24"), pour servir d'infrastructure initiale pour l'hydrogène en Europe. L'étude prévoit des investissements de l'ordre de 50 à 100 milliards de dollars et des dépenses d'exploitation annuelles de 2 à 4,5 milliards de dollars tandis que d'autres études font état de coûts plus élevés (comme le résume le tableau 16 d'Agora EW, 2021). Des incertitudes importantes sur le coût de la reconversion et sur les volumes d'hydrogène ont conduit d'autres études à mettre en avant une stratégie « sans regret » basée sur des réseaux locaux d'hydrogène incluant des infrastructures d'importation et sur des clusters industriels plutôt que sur le développement d'un réseau transeuropéen.

Des alternatives à l'importation d'hydrogène pourraient inclure l'importation d'électricité certifiée à faible teneur en carbone pour les électrolyseurs en Europe ou l'importation de méthane pour les usines de pyrolyse. La première solution nécessite un déploiement important de câbles sous-marins ou une augmentation des lignes aériennes en Europe, sachant que cette dernière solution se heurte souvent à une forte opposition locale. Des capacités plus faibles pour les câbles électriques sous-marins, jusqu'à quelques GW, peuvent être compétitives pour les courtes et moyennes distances. Ces options doivent faire l'objet d'une analyse plus approfondie. Le déploiement de la technologie de la pyrolyse pourrait permettre d'utiliser les infrastructures de méthane existantes. Une comparaison des coûts de transport pour différents moyens de transport est présentée à la Figure 6. Les pipelines reconvertis et nouveaux y apparaissent comme un choix clairement rentable pour les importations d'hydrogène sur des distances allant jusqu'à quelques milliers de kilomètres. Des conduites internationales d'hydrogène devraient relier l'UE au Maroc, à l'Algérie, à la Tunisie, à l'Égypte (via la Grèce), à la Russie, à l'Ukraine, à la Norvège et au Royaume-Uni.

12. Y compris un rapport à venir avec la participation de ENTSO-G, GIE, IOGP et Concawe.

Les coûts de distribution doivent être inclus dans le coût de livraison aux utilisateurs finaux ; ils dépendent du type d'utilisateur, de la distance considérée, de la capillarité du système de distribution et du type de distribution, c'est-à-dire par canalisation de distribution locale ou par camion. L'Agence internationale de l'énergie estime que ce coût est de l'ordre de 0,2 à 0,3 \$/kgH₂ pour les canalisations de distribution sur une distance de 300 km, tandis que les coûts de distribution par camion dépendent du type de transporteur utilisé et des coûts de reconversion éventuels (AIE, 2019).

Le stockage d'hydrogène est appelé à jouer un rôle crucial dans le développement du marché de l'hydrogène. Tout comme le méthane, l'hydrogène ne sera pas consommé en permanence au fil des jours, des mois et des saisons. Pour faire correspondre l'offre à la demande, il faut des installations de stockage, dont la durée, la capacité, les coûts d'injection et de soutirage,

ainsi que les caractéristiques physiques diffèrent. L'électricité — le vecteur énergétique le plus important dans la transformation du système énergétique — a des exigences similaires, mais offre des capacités de stockage limitées, en particulier sur des périodes de moyenne et longue durée. Le stockage hydroélectrique par pompage joue déjà un rôle important à cet égard. Le stockage de l'hydrogène pourrait permettre des quantités beaucoup plus importantes, avec des gammes de disponibilité et de coût variables selon les pays.

Il existe trois grands types de stockage pour l'hydrogène : les réservoirs pressurisés, la réutilisation de stockage de méthane et les cavités salines. Les réservoirs pressurisés sont généralement en surface, à haute pression (généralement autour de 700 bars) et utilisés plutôt pour le stockage à court et moyen terme, tandis que les cavités salines sont principalement envisagées pour le stockage à long terme.

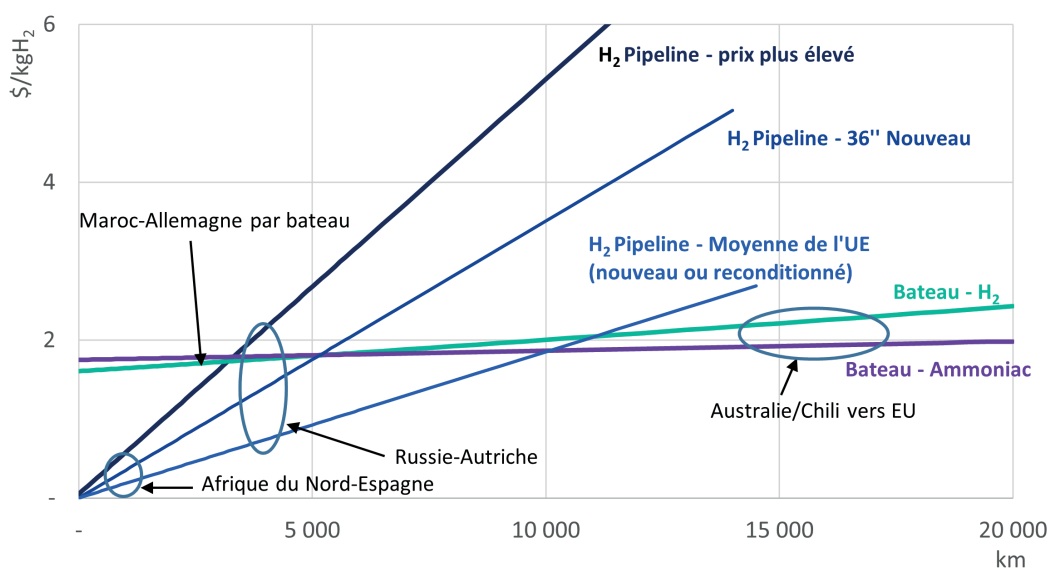


Figure 6. Comparaison des coûts de transport de l'hydrogène par pipeline et par voie maritime

Sources : AIE, 2019 ; EHB, 2021a ; EWI, 2020 ; analyse des auteurs

Note : Les coûts des pipelines dans la figure font référence aux pipelines terrestres. Dans l'analyse de cette étude, les pipelines sous-marins sont supposés avoir un coût plus élevé de 25 à 30 % et ne pas être plus longs que 1 500 à 2 000 km. Pour les pipelines reconvertis, les coûts indiqués dans le graphique sont ceux de l'étude des coûts de l'EHB. Un coût supplémentaire pour l'amortissement des pipelines actuels pourrait devoir être ajouté. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Le potentiel technique du stockage en cavités salines en Europe est estimé à environ 2 500 Mth₂ (Caglayan, 2020), la majorité étant située dans le nord-ouest de l'Europe. Une étude récente estime les besoins totaux en capacité de stockage d'hydrogène en Europe en 2050 à environ 450 TWh (GIE, 2021). Comme pour la plupart des infrastructures, ces projets peuvent avoir des délais de réalisation très longs. La même étude estime qu'il faut de 1 à 7 ans pour la réaffectation des actifs de stockage et de 3 à 10 ans pour les nouveaux projets de stockage. Les différentes options sont caractérisées par la part relative des coûts d'investissement par rapport aux coûts d'exploitation, mais les vitesses d'injection et de soutirage jouent également un rôle fondamental. Les réservoirs épuisés de gaz naturel ou de pétrole et les aquifères constituent d'autres possibilités de stockage.

La quantité de stockage nécessaire dans une région donnée dépend de multiples facteurs, tels que la corrélation entre l'offre et la demande dans le temps et le degré d'interconnexion interrégionale. Le bouquet électrique utilisé pour la production d'hydrogène peut également jouer un rôle important. Une analyse d'AFRY (voir le tableau 14 d'Agora EW, 2021) montre que les besoins totaux en capacité de stockage seraient les plus élevés en Europe du Nord (à 12 %) tandis que les volumes totaux injectés seraient les plus élevés en Europe du Sud (avec un nombre de cycles complets environ quatre fois plus élevé qu'en Europe du Nord). Le coût actualisé du stockage est encore très incertain et varie fortement en fonction du type d'installation de stockage et du nombre de cycles complets par an. L'Agence internationale de l'énergie indique un coût de 0,6 \$/kgH₂ (AIE, 2019), comparable à la fourchette présentée par AFRY pour l'Europe, soit 0,19-0,79 \$/kgH₂. La même étude évalue le coût des réservoirs pressurisés dans une fourchette de 6,4-26,2 \$/kgH₂.

1.2.3. Coût total livré

Une comparaison complète des coûts de l'hydrogène livré au consommateur final doit tenir compte de tous les composants : le coût

de production (voir section 1.2.1) et le transport (1.2.2) ne sont que les deux premiers.

Le prix payé par un utilisateur final industriel peut inclure le coût de transport et de distribution (T&D) de l'électricité, du stockage de l'hydrogène, du gazoduc ou du transport par bateau, de l'éventuelle conversion et reconversion, ainsi que des conduites de transport et de distribution de l'hydrogène. Des coûts de distribution supplémentaires devraient être ajoutés pour un système plus capillaire, comme la livraison aux stations de ravitaillement.

Plusieurs caractéristiques doivent être prises en compte lors de l'analyse des différentes technologies, sources d'énergie et origines. Premièrement, le fait que le projet soit destiné à l'exportation d'hydrogène ou à la consommation intérieure. Deuxièmement, son emplacement par rapport au consommateur : l'usine de production d'hydrogène (électrolyse ou à partir de gaz) est-elle située près de la source d'énergie utilisée (par exemple, près de la centrale photovoltaïque dédiée) ou près du centre de demande¹³. Si le projet est destiné à l'exportation, il faut tenir compte de l'infrastructure disponible (gazoduc ou transport maritime) et du coût correspondant (voir Figure 7). Les composantes du coût peuvent avoir des amplitudes très différentes selon le type de technologie, le pays d'origine et la localisation du projet (voir Figure 7). Ces composantes ont été utilisées pour estimer les coûts présentés au chapitre 3.

Lorsqu'on examine les coûts de production de l'hydrogène, il est important de se rappeler que seuls quelques projets existent, que la plupart des gazoducs doivent encore être reconvertis ou construits, que les réductions des coûts d'investissement pour les électrolyseurs doivent encore être réalisées et que certains éléments, comme les navires, n'existent pas.

13. Certains projets de production d'électricité peuvent être développés à proximité des centres de demande d'hydrogène, ce qui réduit considérablement la nécessité (et les coûts associés) des réseaux d'électricité et d'hydrogène. Une évaluation détaillée de ce potentiel doit être analysée.

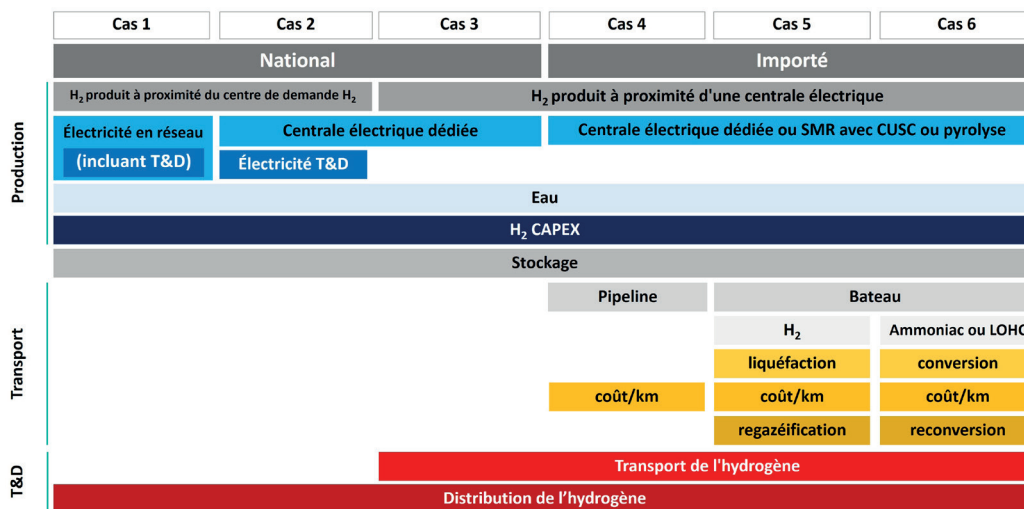
Les composantes de coût associées à chacun de ces éléments présentent donc une incertitude qui est représentée à la Figure 8. Les incertitudes associées à chaque élément de coût peuvent faire augmenter le coût global jusqu'à 50 % ou le faire baisser jusqu'à 40 %.

1.3. Implications

1.3.1. Pour le secteur de l'électricité

Toute stratégie de déploiement de l'hydrogène décarboné doit être intégrée dans des stratégies plus larges en matière d'énergie et de

a. Aperçu général



b. Par type d'installation

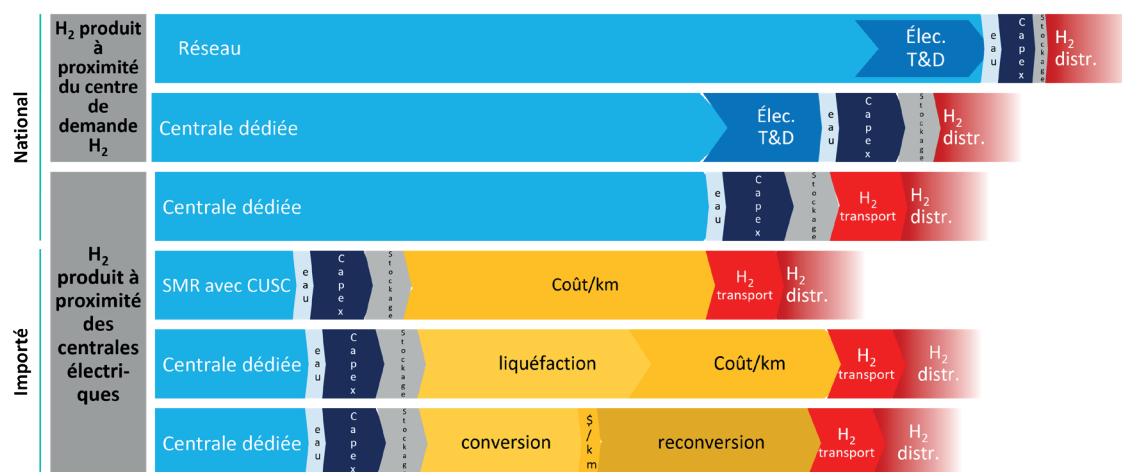


Figure 7. Composantes du coût de l'hydrogène livré

Note : Ces éléments de coût sont inclus dans l'analyse présentée au chapitre 3.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

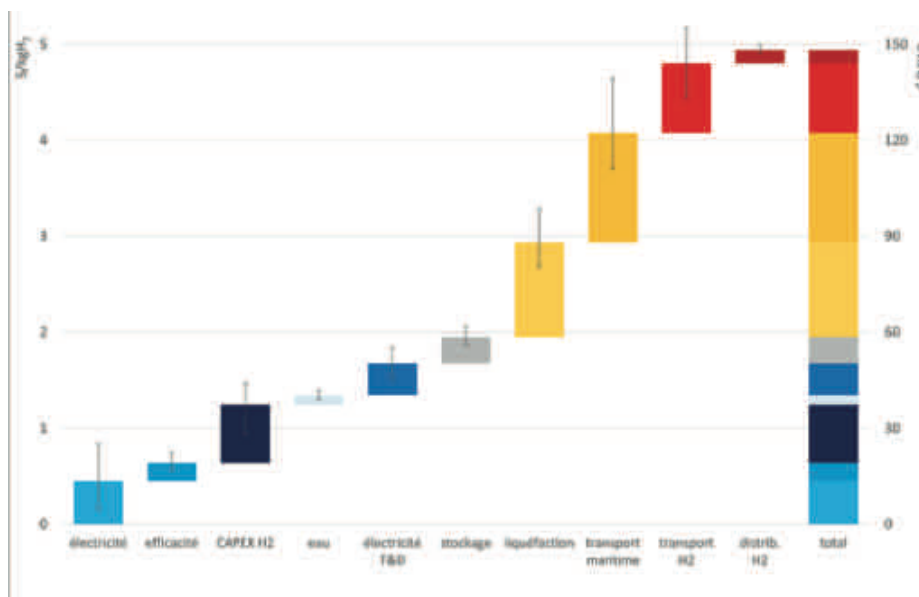


Figure 8. Incertitudes des composantes du coût de l'hydrogène importé livré à un client industriel en 2050

Source : Analyse par les auteurs

Notes : Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

climat (voir également CE, 2020d), notamment la stratégie et la planification du secteur de l'électricité. La forte augmentation de la puissance des électrolyseurs, qui atteint 500 GW d'ici à 2050 selon les estimations présentées dans cette étude, entraînera une hausse de la demande d'électricité dans l'UE de 1 400 TWh supplémentaires, ce qui équivaut à près de la moitié de la production totale d'électricité actuelle dans l'UE et est égal à la demande totale d'électricité du secteur industriel dans l'UE en 2050 dans le scénario 1,5TECH (CE, 2018).

La majorité de l'électricité consommée par les électrolyseurs dans l'UE devrait être produite par des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques, le reste provenant essentiellement de l'énergie nucléaire¹⁴ et, dans une moindre mesure, d'autres énergies renouvelables. La taille et la flexibilité de la demande

d'électricité des électrolyseurs en font un très bon candidat pour servir d'outil de gestion de la demande pour l'intégration de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque et pour l'utilisation optimisée de sources pilotables à faible teneur en carbone. En outre, l'hydrogène peut être stocké et réutilisé pour la production d'électricité lorsque la demande est en pointe ou que les besoins de flexibilité sont plus importants.

Certains aspects importants devront être abordés pour assurer l'intégration de l'hydrogène et des systèmes électriques. Le premier — et peut-être le plus crucial — est de veiller à ce que le déploiement des sources d'énergie renouvelables pour les projets de production d'hydrogène vienne en complément du déploiement des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité. Le risque de « cannibalisation » des énergies renouvelables pour la production d'hydrogène par rapport aux énergies renouvelables pour la production

14. Pour l'énergie nucléaire, l'analyse est conforme aux projections de la Commission européenne, tant pour l'horizon 2030 que pour l'horizon 2050.

d'électricité est réel, avec des possibilités d'arbitrage pour les promoteurs de projets éoliens et solaires photovoltaïques qui choisiraient la mesure de soutien la plus élevée. La réglementation a un rôle très important à jouer pour éviter ce risque (voir section 2.3).

Un autre élément à prendre en compte est le risque de subventions croisées entre les consommateurs d'électricité et les consommateurs de gaz. Le coût moyen total de l'électricité devrait augmenter avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables, de back up et de services réseau (AIE, 2021c). Cela pose la question de la rémunération des coûts fixes dans le secteur de l'électricité et du prix de l'électricité pour la production d'hydrogène afin d'éviter les subventions croisées entre les consommateurs d'électricité et d'hydrogène. Les responsables politiques doivent veiller à ce que les premiers ne paient pas les mesures de soutien à l'éolien et au solaire photovoltaïque déployés pour l'hydrogène consommé par les seconds; il en est de même pour les coûts découlant de mesures supplémentaires telles que des coûts de réseau ou d'équilibrage réduits ou nuls. Le cas de réduction de puissance présenté dans la Figure 4 est envisagé dans plusieurs projets. Une conséquence directe est que l'électricité résiduelle (beaucoup plus variable) est injectée dans le réseau électrique. Comme pour le point précédent, une méthodologie transparente doit être mise en place pour répartir équitablement le coût et la valeur de l'électricité produite.

1.3.2. Sur l'économie et sur la sécurité énergétique et technologique

Le développement de l'économie de l'hydrogène comporte d'importants liens vers et des implications conséquentes pour les écosystèmes industriels globaux de l'UE, ainsi que pour le développement économique en général. Compte tenu du coût élevé actuel de l'hydrogène décarboné, de nombreux pays ont inclus des niveaux importants de dépenses publiques dans les feuilles de route récemment publiées. Ces dépenses sont destinées à favoriser le développement industriel et la

création d'emplois et à accroître la compétitivité internationale des pays européens pour la fabrication d'usines d'électrolyse et de leurs composants.

La création d'un écosystème industriel européen de l'hydrogène pourrait être mise en péril par la concurrence d'autres pays, notamment la Chine. Selon le BNEF, le coût actuel des électrolyseurs en Chine est trois à quatre fois inférieur à celui des électrolyseurs fabriqués en Europe. Le rôle de l'innovation et la capacité de l'industrie à réaliser la réduction des coûts attendue en temps voulu seront donc cruciaux pour maintenir et consolider la position de leader de l'Europe.

La sécurité énergétique est de plus en plus liée à l'indépendance et à la sécurité technologiques. La sécurité énergétique est définie par la disponibilité ininterrompue de sources d'énergie à un prix abordable (AIE, 2021b). Alors que, par le passé, elle était principalement déterminée par la dépendance à l'égard des importations de combustibles fossiles (principalement le pétrole et le gaz), la transition énergétique met l'accent sur les technologies à faibles émissions de carbone, très intensives en capital. Le maintien et l'élargissement du savoir-faire technologique et de la fabrication seront essentiels pour atteindre cet objectif.

1.3.3. Sur l'utilisation et les coûts de l'eau

La production de grandes quantités d'hydrogène décarboné nécessitera d'importantes quantités d'eau, en fonction de la technologie utilisée et des volumes d'hydrogène produits. Les technologies les plus gourmandes en eau sont les électrolyseurs, dont la consommation stœchiométrique est de 9 litres/kgH₂. Les centrales de vaporeformage du méthane équipées de CUSC consomment 5 à 7 litres/kgH₂ (IEAGHG, 2017) tandis que la technologie de pyrolyse a une consommation d'eau négligeable. Si l'on tient compte de la consommation d'eau globale des électrolyseurs (estimée à 18-24 litres/kgH₂ (IRENA, 2020b)), la production de 29,6 Mt d'hydrogène dans l'UE d'ici à 2050, telle qu'envisagée dans cette étude, ferait

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

croître la consommation d'eau annuelle au fil des ans à environ 0,6 milliard de mètres cubes en 2050. Bien que cela ne représente que 0,3 % de l'utilisation européenne d'eau douce (BM, 2021), cela pourrait poser des limites pour la localisation des projets sur le continent.

La consommation d'eau des électrolyseurs pourrait exercer une pression supplémentaire sur certains pays exportateurs potentiels d'hydrogène pauvres en eau, par exemple certains pays de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, ce qui augmenterait la demande d'eau dessalée. D'autres exportateurs potentiels, comme la Russie, la Norvège et l'Ukraine, ne devraient pas être confrontés à des problèmes importants de disponibilité de l'eau. Aujourd'hui, la composante du coût de l'eau ne représente qu'une fraction du coût total de production de l'hydrogène (de l'ordre de 0,1 dollar/kgH₂ ou moins), mais son évolution dépendra des tendances du coût de l'eau.

2. Importations d'hydrogène

2.1. Les facteurs des importations d'hydrogène

Les importations d'énergie peuvent avoir deux raisons principales : la rareté du bien produit en Europe ou l'argument économique clair en faveur de biens importés moins chers. L'importation de grandes quantités d'énergie peut avoir un impact sur la sécurité énergétique, notamment lorsqu'il y a des considérations géopolitiques. La multiplication des sources d'approvisionnement réduit généralement ce risque, mais une relation à plus ou moins long terme avec les pays exportateurs joue nécessairement un rôle essentiel.

Comme le montre le tableau 3, les coûts de production de l'hydrogène sont souvent moins élevés dans les pays disposant d'énergies renouvelables de très grande qualité (comme les pays d'Afrique du Nord) ou de ressources gazières moins chères (comme la Russie, la Norvège et l'Algérie) que dans l'UE. La compétitivité relative du coût de l'hydrogène livré

aux utilisateurs finaux à partir de différentes technologies, sources d'énergie et origines est examinée au chapitre 3 pour certains pays européens; elle peut varier considérablement pour chaque projet.

La quantité annuelle d'hydrogène décarboné produite à partir d'électrolyseurs dans l'UE d'ici 2030 devrait être inférieure à 3 MtH₂ (100 TWh); la quantité produite à partir de vaporeformage du méthane complétée par du CUSC à cette date n'a pas été quantifiée dans cette étude en raison du manque de données. L'écart entre la demande et la production intérieure décarbonée laisse donc une large place à des importations supplémentaires d'hydrogène décarboné d'ici à 2030, à condition que les conditions et les incitations appropriées soient en place.

La demande annuelle totale d'hydrogène d'ici 2050 dans l'UE, supposée dans cette étude, est de 60 MtH₂, soit 2000 TWh (voir section 1.1.2 et Figure 2). Si cette demande d'hydrogène devait être satisfaite par une production dans l'UE uniquement au moyen d'électrolyseurs, la demande supplémentaire d'électricité qui en résulterait s'élèverait à environ 2800 à 2900 TWh¹⁵, soit presque l'équivalent de la production d'électricité de l'ensemble de l'UE aujourd'hui.

Les sources d'énergie renouvelables devraient être le moteur de la décarbonation du secteur de l'électricité en Europe, l'éolien et le solaire photovoltaïque devant représenter la majorité de la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La décarbonation de la production d'électricité est une étape fondamentale pour la décarbonation des secteurs de la demande finale grâce à une électrification accrue. Pour atteindre cet objectif, la capacité éolienne et solaire photovoltaïque de l'UE devra être multipliée par quatre d'ici 2050 par rapport à aujourd'hui (voir la Figure 9).

15. Le rendement moyen des électrolyseurs alcalins, PEM et SOEC atteint 75 % en 2050 pour les nouvelles installations, contre 70 % en moyenne pour l'ensemble du parc.

Pour que ce déploiement puisse couvrir toute la demande supplémentaire d'électricité pour la production d'hydrogène, il faudrait multiplier par huit la capacité combinée de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque par rapport à aujourd'hui. En outre, il faudrait déployer plus de 1000 GW de capacité d'électrolyse fonctionnant avec un facteur de capacité moyen de 30 %, ou 730 GW avec un facteur de capacité moyen de 45 % (environ 4000 heures). Cette dernière solution nécessiterait alors l'adoption de mesures d'intégration pour accueillir environ 400 GW de capacité éolienne et solaire photovoltaïque supplémentaire dans le système électrique.

Si le potentiel technique global des ressources éoliennes (à terre et en mer) et solaires dans l'UE est considéré comme suffisant pour couvrir ce déploiement, le déploiement effectif dans certains pays pourrait se heurter à des difficultés liées à l'occupation des sols et à l'acceptabilité de certains projets. Une production supplémentaire pourrait provenir de pays riches en ressources et à faible densité de population (par exemple l'Espagne), ce qui augmenterait les échanges intra-européens, mais des réseaux de transport nationaux et

internationaux supplémentaires seraient nécessaires, ce qui soulèverait à nouveau la question de l'acceptabilité par les populations locales.

Pour ces raisons, dans cette étude, on suppose que 500 GW de capacité d'électrolyseurs seraient déployés dans l'UE d'ici 2050, conformément aux chiffres de la stratégie européenne pour l'hydrogène (CE, 2020a). Cela se traduit par la production d'environ 29,6 Mt d'hydrogène, soit un peu moins de 50 % de la demande totale, et nécessite une production supplémentaire d'électricité de 1400 TWh. Avec ces chiffres, plus de la moitié de la demande d'hydrogène serait satisfaite par des importations en 2050.

L'augmentation de la production intérieure d'hydrogène décarboné, en particulier dans les pays où les ressources renouvelables sont limitées, dépendra également des choix technologiques. Ces choix auront des conséquences importantes sur le commerce intra-européen et sur l'incertitude des volumes d'importation en provenance de pays non européens. La section suivante présente les origines possibles et les besoins d'investissement dans les pays exportateurs.

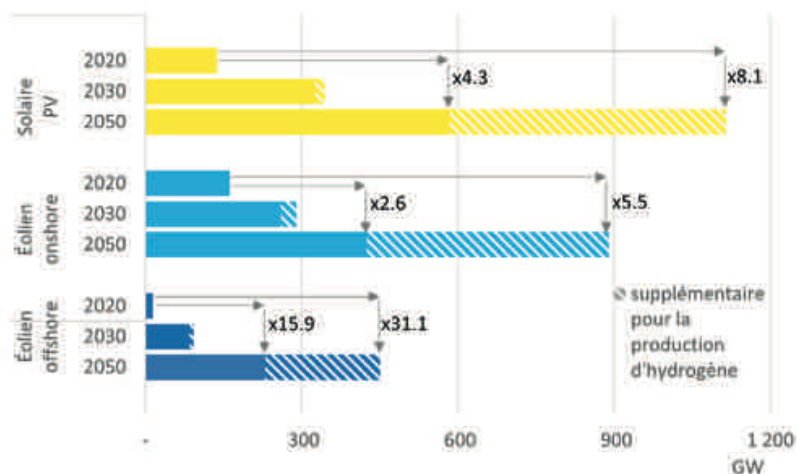


Figure 9. Puissance installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dans l'Union européenne, avec et sans capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050

Source : Sur la base des scénarios 1.5TECH et 1.5LIFE de la Commission européenne (CE, 2019b), complétés par l'analyse des auteurs

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

2.2. Comment rendre les importations possibles ?

L'origine des importations d'hydrogène, le type de technologie à faibles émissions de carbone et la source d'énergie utilisée dépendront des volumes requis et de la disponibilité des infrastructures. D'ici 2030, toute nouvelle demande d'hydrogène devra être satisfaite par la production d'hydrogène décarboné, tandis qu'une partie de la demande d'hydrogène existante sera probablement encore satisfaite par de l'hydrogène gris car la production intérieure ne sera pas suffisante pour une substitution totale. Cela laisse une grande marge de manœuvre pour développer des projets pionniers de production et d'exportation d'hydrogène décarboné vers l'Europe. La reconversion des gazoducs existants pour le méthane et l'utilisation du transport maritime pour les produits dérivés tels que l'ammoniac sont deux solutions possibles pour les importations (CCR, 2021) à cet horizon, car les longs délais nécessaires pour développer des infrastructures sont susceptibles de limiter le transport d'hydrogène et d'hydrogène liquéfié.

La fourchette des volumes d'importations potentiels en 2050 est large. Comme l'indique la Figure 2, entre 10 et 45 MtH₂ d'importations pourraient être nécessaires pour répondre à la demande d'hydrogène décarboné dans l'UE, avec des implications très différentes pour les pays exportateurs (voir section 2.3). Un faible niveau d'importations (environ 10 MtH₂) entraînerait également de faibles taux d'utilisation des infrastructures d'importation, ce qui rendrait les investissements supplémentaires non rentables et augmenterait les coûts d'exploitation en raison de volumes plus faibles.

Des importations de l'ordre de 30 Mt d'hydrogène sont comparables aux importations actuelles de méthane dans l'UE en termes de volume, mais seulement un tiers environ en termes d'énergie. C'est ce niveau d'importations d'hydrogène décarboné qui serait nécessaire dans le cas analysé à la section 1.1.2. Dans le scénario 1.5TECH de la Commission européenne, une part importante

(environ 30 %) de ces besoins se destinent aux e-liquides ce qui laisse environ 21 Mt d'hydrogène sous forme pure et e-méthane. Une analyse supplémentaire devrait être menée pour comprendre l'impact sur les coûts unitaires de l'hydrogène transporté, tant par pipeline que par voie maritime.

Pour ce qui concerne les origines de l'hydrogène, si la plupart des projets initiaux devraient impliquer des contrats et accords bilatéraux, à plus long terme c'est la concurrence entre exportateurs qui devrait dominer. Les pays voisins disposant de bonnes ressources seront dans une meilleure position avec des coûts de production d'hydrogène et des coûts de transport inférieurs à ceux plus éloignés.

Les pays d'Afrique du Nord sont bien positionnés à cet égard, même si à l'instar de nombreux pays en développement, la région a connu et devrait continuer à connaître une forte hausse de la demande d'électricité. Selon le scénario ProMed de l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, d'ici à 2050, la demande d'électricité fait plus que doubler, bien que de fortes mesures en matière d'efficacité énergétique limitent sa croissance. Pour décarboner le secteur de l'électricité, les capacités éoliennes et solaires photovoltaïques combinées devraient être multipliées par 35 sur la période 2020-2050.

Un très fort déploiement des électrolyseurs pour les exportations d'hydrogène pourrait entraîner un doublement des ajouts de capacités éoliennes et solaires photovoltaïques dans la région, multipliant par 70 leur capacité combinée par rapport à aujourd'hui (voir la Figure 10). Il en résulterait une production totale d'hydrogène à des fins d'exportation d'environ 11,5 MtH₂¹⁶, soit environ 40 % des besoins totaux d'importation de l'UE. La plus grande partie de cette production pourrait être transportée par pipeline — du Maroc et de l'Algérie (et éventuellement de la Mauritanie) vers l'Espagne, de la Tunisie vers l'Italie, et de l'Égypte

16. L'utilisation supplémentaire d'hydrogène pour les usages domestiques n'est pas incluse dans ces calculs.

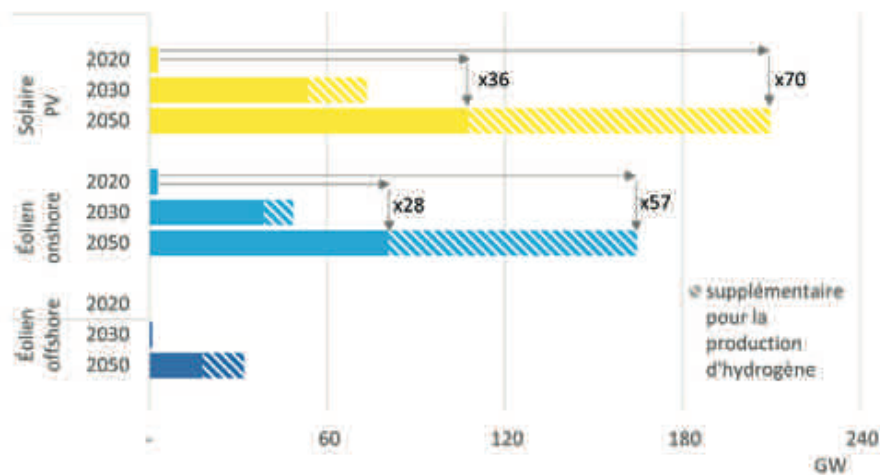


Figure 10. Puissance installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne en Afrique du Nord, incluant et excluant la capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050

Sources : Scénario ProMed de l'OME présentant la puissance électrique utilisée pour répondre à la demande d'électricité (OME, 2021) ; analyse des auteurs concernant la puissance électrique pour la production d'hydrogène

(et éventuellement de la Libye) vers la Grèce et l'Italie — et de plus petites quantités pourraient être transportées par bateau, sous forme d'ammoniac décarboné.

Un déploiement aussi important de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque nécessitera une forte mobilisation de capitaux et une coordination des infrastructures (gaz, électricité et eau), tout en supprimant les obstacles réglementaires. Des inquiétudes peuvent surgir concernant ce rythme rapide de déploiement, l'implantation des projets et la disponibilité de travailleurs qualifiés. Des mesures devront être adoptées pour garantir que les projets renouvelables destinés aux exportations d'hydrogène s'ajoutent à ceux destinés à l'usage domestique, conformément aux principes appliqués par l'UE.

Les 19 Mth₂ d'importations restantes nécessaires à l'UE dans notre analyse peuvent être assurées par plusieurs pays ou régions, notamment les pays du Golfe, le Chili, l'Australie, l'Afrique du Sud et d'autres. La Russie, la Norvège, l'Algérie et d'autres pays producteurs de gaz sont bien placés et pourraient fournir de

l'hydrogène décarboné à faible coût, à partir de vaporeformage du méthane avec CUSC et de pyrolyse. Étant donné les faibles coûts de production dans ces pays, nous supposons dans les calculs suivants que la totalité de cette quantité sera produite par des technologies basées sur le gaz et exportée vers l'UE depuis ces pays.

Les dépenses globales pour les projets de production d'hydrogène et l'infrastructure nécessaire pour exporter vers l'UE les 30 Mt dont elle aura besoin d'ici 2050 comprennent les investissements dans les usines de production d'hydrogène, les centrales éoliennes et solaires photovoltaïques associées, les dépenses d'approvisionnement en gaz et les infrastructures d'exportation.

La Figure 11 présente une estimation des investissements nécessaires pour les installations de production d'hydrogène (électrolyseurs, vaporeformage du méthane avec CUSC et installations de pyrolyse) indispensables pour produire les 60 Mth₂ requis pour répondre à la demande européenne d'hydrogène. Elle est basée sur la répartition suivante : 500 GWel

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

d'électrolyseurs déployés dans l'UE, 200 GW_e d'électrolyseurs en dehors de l'UE et 80 GWH₂ de capacité de production d'hydrogène à partir de gaz en dehors de l'UE.

Les puissances annuelles des électrolyseurs et des unités de gaz augmentent au cours de la période étudiée, jusqu'à atteindre plus de 50 GW supplémentaires en 2050. De même, les investissements annuels pour les usines de production d'hydrogène devraient augmenter au fil du temps jusqu'à atteindre près de 23 milliards de dollars en 2050. La réduction des coûts d'investissement contribue à limiter les besoins d'investissement au fil du temps. Les capacités additionnelles en provenance des installations de production à gaz sont moins importantes que celles des électrolyseurs du fait de leurs taux d'utilisation plus élevés. Les coûts d'investissement unitaires sont quant à eux plus élevés. Les besoins en investissements sur la période 2021-2050, dans le but d'installer

les 700 GW d'électrolyseurs et les 80 GW d'hydrogène à base de gaz, atteignent un peu plus de 410 milliards de dollars. 40 % de ce montant (soit quelque 160 milliards de dollars) se destine aux investissements hors UE.

Les besoins en investissements pour les centrales éoliennes et solaires photovoltaïques nécessaires à la production d'électricité des 200 GW d'électrolyseurs hors UE s'élèvent à 180 milliards de dollars, auxquels il faut ajouter environ 140 milliards de dollars pour le méthane nécessaire au vaporeformage avec CUSC et aux usines de pyrolyse. Au total, les investissements pour les projets de production d'hydrogène en dehors de l'UE s'élèvent à 480 milliards de dollars.

En plus de ces investissements, environ 250 à 500 milliards de dollars sont nécessaires pour le transport vers l'Europe des 30 Mt d'hydrogène de l'analyse via les pipelines, les terminaux

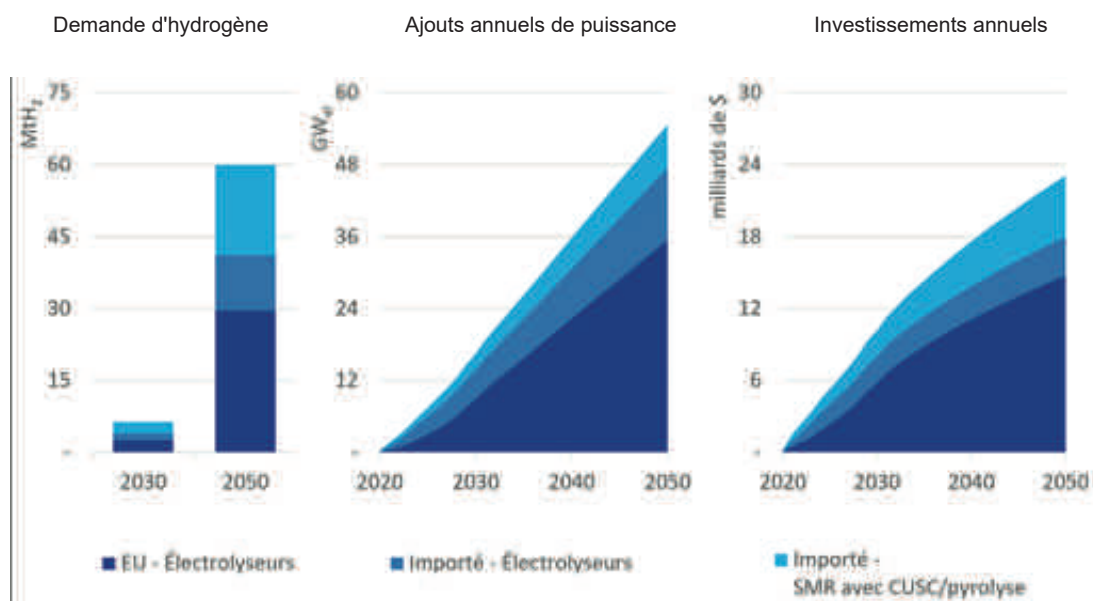


Figure 11. Demande d'hydrogène, ajouts annuels de capacité et investissements dans les usines de production d'hydrogène, 2020-2050

Source : Analyse des auteurs

Note : La capacité basée sur le gaz dans le deuxième graphique est exprimée en «équivalent GW d'électricité» à des fins de comparaison.

portuaires et les navires. Cette fourchette large d'estimation provient d'une grande incertitude sur plusieurs sujets, à savoir les coûts des pipelines neufs et reconvertis, les estimations en matière de commerce maritime (navires et terminaux d'exportation), la part du commerce relative entre les pipelines et le maritime, et aux pays d'origine (et distances correspondantes). En outre, des technologies telles que la pyrolyse pourraient permettre d'utiliser les gazoducs existants si les usines de production d'hydrogène étaient situées à proximité des centres de demande. Deux méthodologies ont été utilisées pour cette estimation, avec des résultats similaires : l'une, ascendante, estime le nombre et la taille des gazoducs, terminaux et navires, la seconde, descendante, utilise la partie CAPEX du coût de livraison dans l'analyse LCOH. Les investissements dans les installations de stockage ne sont pas inclus.

Si l'on prend la moyenne des dépenses nécessaires estimées pour les infrastructures, les besoins d'investissement totaux pour les exportations d'hydrogène vers l'UE s'élèvent à environ 900 milliards de dollars. Ce niveau d'investissement nécessitera une certaine forme de soutien par le biais de partenariats internationaux et de mesures de soutien aux consommateurs au sein des pays européens, au moins pendant les premières années de déploiement. Les volumes initialement faibles d'hydrogène décarboné, transitant à la fois par les infrastructures d'importation vers l'UE et entre les pays européens, nécessiteront des plans précis et une structure tarifaire sur le long terme pour éviter des coûts trop élevés à l'endroit des premiers utilisateurs.

2.3. Les conditions d'un succès mutuel

Le développement simultané de la demande, de la production et des projets d'infrastructure pour l'hydrogène décarboné au sein de l'UE nécessitera des efforts de coordination considérables entre les décideurs politiques, les régulateurs, les industriels producteurs et les consommateurs. Ces efforts de coordination devront inclure les pays exportateurs, notamment sur le sujet du développement

de l'ensemble des infrastructures (hydrogène, électricité, gaz, chaleur) à l'intérieur et hors de l'UE. Des règles et des approches communes devront être mises en place sur l'ensemble de la chaîne de valeur, notamment le cadre réglementaire pour l'importation d'hydrogène et les voies de transit vers et à l'intérieur de l'Europe.

L'électrification accrue et la production intérieure d'hydrogène réduiront les besoins en importations d'énergie dans l'UE. Néanmoins, des importations importantes seront encore nécessaires pour répondre à la demande globale d'hydrogène de l'UE d'ici 2050. Comme on l'a vu dans la section précédente, de gros investissements dans des projets de production d'hydrogène et des infrastructures d'approvisionnement seront nécessaires dans les pays exportateurs. Ces investissements seront cruciaux tant pour les pays exportateurs que pour les pays importateurs. L'ensemble des objectifs, des politiques de soutien et de la réglementation de l'UE devrait donc viser à créer un ensemble cohérent de mesures pour les pays de l'UE et au-delà, y compris les pays exportateurs, et à offrir une visibilité claire, transparente et durable aux investisseurs intra et hors UE. L'accès à un financement à faible coût va jouer un rôle clé dans la plupart des projets, y compris dans les pays exportateurs.

Le respect du principe d'additionnalité dans les pays exportateurs sera également crucial pour le déploiement réussi des projets d'exportation. L'hydrogène décarboné devrait rester plus cher que les autres sources d'émissions de CO₂ pendant de nombreuses années, voire de décennies. Une communication claire et efficace sur les coûts et les avantages de la transition énergétique (des ressources à base d'hydrogène en particulier) à destination du grand public sera essentielle pour garantir son acceptation.

Une première étape importante pour établir des conditions de concurrence équitables consiste à élaborer des normes de qualité internationales à l'échelle de l'UE, avec des spécifications techniques claires pour la qualité de l'hydrogène consommé, transporté ou mélangé

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

via des pipelines d'hydrogène dédiés ou le transport maritime. Les normes de sécurité seront également très importantes, tout comme le suivi, la notification et la vérification.

Une deuxième étape consiste à établir une norme à l'échelle de l'UE pour l'hydrogène décarboné, tant intérieur qu'importé, qui certifie la nature décarbonée de sa production. Il serait utile d'élaborer une définition qui tiendrait compte des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie. Ceci offrirait une visibilité sur le long terme pour le déploiement de toutes les technologies et sources d'énergie à faibles émissions de carbone.

L'hydrogène décarboné est aujourd'hui plus coûteux que d'autres solutions plus polluantes et il nécessitera donc une certaine forme de soutien public. En particulier, au début de la phase de déploiement, lorsque les coûts sont les plus élevés et que les volumes totaux déployés ne permettent pas l'établissement d'un marché liquide, les accords bilatéraux et partenariats internationaux seront cruciaux dans la mise en place de projets d'exportation. Des mesures de soutien telles que des CFD (*contract for difference*) ou les CCFD (*carbon contract for difference*) pour les clients européens pourraient être utilisées, garantissant ainsi des accords de type Contrat d'Achat d'Électricité (PPA — *Power Purchase Agreement*) pour les fournisseurs. Ce soutien sera probablement payé par les contribuables ou les consommateurs européens, y compris pour les projets d'exportation, ce qui pourrait avoir des répercussions sur la balance commerciale européenne. Un risque de subventions croisées entre les consommateurs de gaz et d'hydrogène peut provenir de la réaffectation des actifs gaziers tels que les gazoducs, les terminaux GNL ou le stockage (ACER CEER, 2021). Un autre aspect important à prendre en compte est la réglementation concernant l'accès, l'utilisation et le paiement du réseau électrique des installations éoliennes et solaires photovoltaïques, car cela peut avoir un impact significatif sur l'utilisation des électrolyseurs.

Un autre avantage pour les importateurs et les exportateurs est celui du développement industriel induit par les projets d'exportation. La demande de composants industriels pour les usines peut favoriser l'industrie européenne, tandis que l'exportation de savoir-faire industriel peut stimuler la fabrication locale et la création d'emplois, offrant ainsi des avantages mutuels aux partenaires commerciaux.

L'établissement d'une table ronde de haut niveau entre exportateurs et importateurs pour l'élaboration d'une feuille de route commune sur l'hydrogène permettrait de lever les incertitudes et d'accélérer le développement de l'hydrogène. Elle permettrait d'explorer tous les potentiels, les paramètres, les éventuelles étapes, ainsi que les conditions de développement d'une infrastructure commune et permettrait de rechercher les bénéfices industriels mutuels.

3. Profils des pays

3.1. Autriche

Points clés :

1. L'Autriche est située au cœur de l'infrastructure gazière de l'Europe continentale et peut jouer un rôle central dans sa transformation vers l'hydrogène. Avec 60 % d'hydroélectricité dans son bouquet électrique — l'une des parts les plus élevées d'Europe — l'Autriche peut utiliser sa flexibilité pour intégrer une proportion élevée d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, tant pour la production d'électricité que pour celle d'hydrogène.

2. Aujourd'hui, la demande d'hydrogène est estimée à environ 0,14 MtH₂. Elle est principalement satisfaite par de la production

d'hydrogène gris. Une première phase prévoit son remplacement par de l'hydrogène renouvelable dans les applications industrielles difficiles à décarboner par l'électrification. Les ambitions et objectifs élevés en matière de décarbonation laissent présager d'un niveau important d'importations — environ 70 % d'ici à 2050. Le déploiement des infrastructures et des sources d'approvisionnement sera crucial pour atteindre cet objectif.

3. La production intérieure d'hydrogène peut bénéficier des vastes ressources hydroélectriques de l'Autriche, surtout à court et moyen terme, pour remplacer l'utilisation actuelle d'hydrogène gris. À plus long terme, une évolution vers l'hydrogène importé est attendue, avec l'augmentation des besoins en hydrogène et la baisse des coûts de l'hydrogène importé.

		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.14	0.14 – 0.19	0.6 – 1.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.14	0.02 – 0.07	0.22 – 0.44	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	0.11 – 0.12	0.4 – 1.1	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	0.6 – 2	5 – 10	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	2.2	9 – 12	26 – 41	0.2 – 0.7	1.3 – 2.7
Éolien terrestre	[GW]	3.2	6 – 17	24	0.4 – 1.3	3.7 – 7.3
Éolien offshore	[GW]	-	-	-	-	-
Production d'électricité en Autriche	[TWh]	74	84 – 92	102 – 125	1.1 – 3.8	11 – 21
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	0.6 – 2	4.4 – 8	-	-

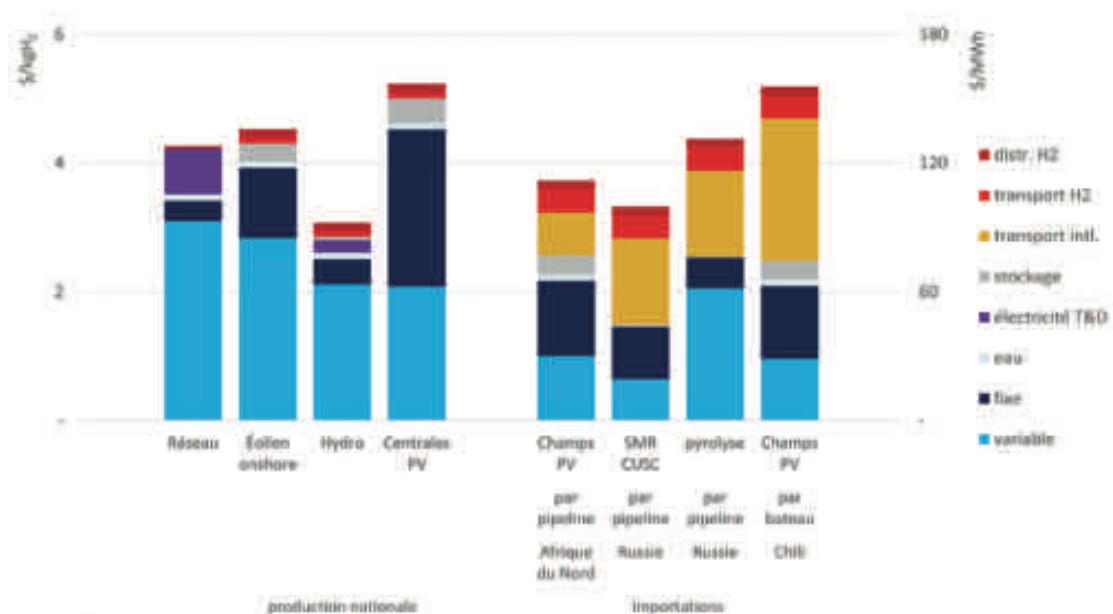
Tableau 4. Principaux indicateurs en Autriche

Sources : AT BMK, 2019a ; AT BMK, 2019b ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole « - » représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

a. 2030



b. 2050

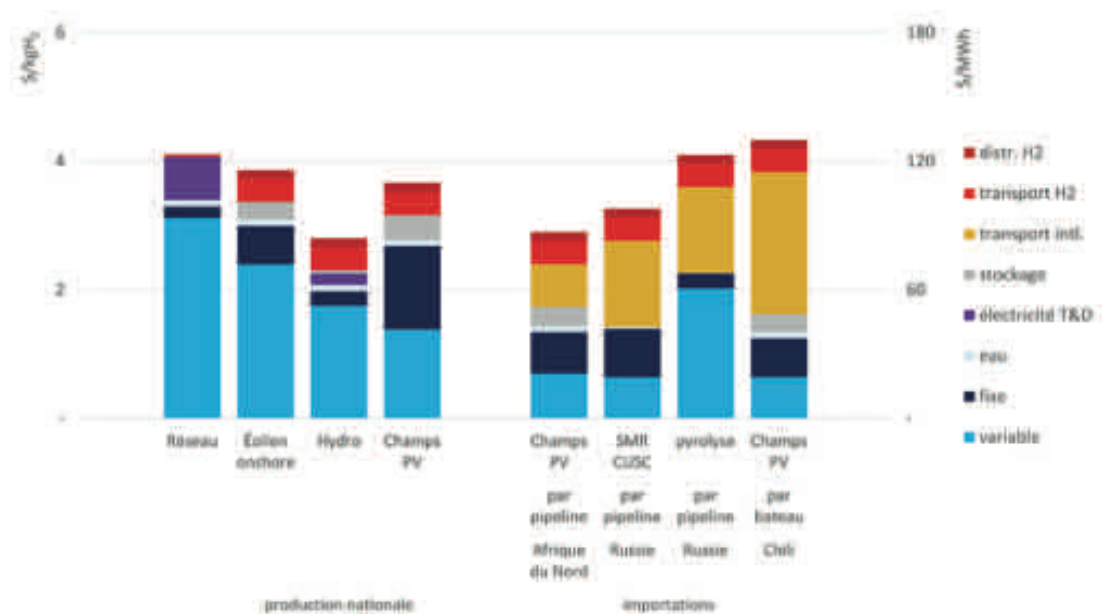


Figure 12. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Autriche, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la puissance utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. La production d'hydrogène à partir de ressources hydroélectriques a un potentiel limité. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

3.2. France

Points clés :

1. Une production supplémentaire d'électricité nucléaire à partir du parc existant peut assurer une production d'hydrogène de l'ordre de 2 MtH₂ en 2030, soit plus du double de la demande actuelle. Pour remplacer la production actuelle d'hydrogène gris, il faudrait faire passer le facteur d'utilisation du parc nucléaire d'une moyenne de 70 % à environ 80 %. Cela serait suffisant pour alimenter la totalité de la capacité des électrolyseurs de 6,5 GW envisagée dans la stratégie nationale française pour l'hydrogène, avec un facteur de charge des électrolyseurs supérieur à 80 % — environ 3 fois plus élevé que pour l'éolien et le solaire photovoltaïque.

2. La production d'électricité en France est déjà fortement décarbonée. L'industrie est la première cible de la décarbonation par

l'hydrogène, suivie des transports. La France a pour ambition de développer une chaîne de valeur entièrement intégrée de l'hydrogène afin d'accroître son indépendance technologique et de renforcer sa sécurité énergétique, tout en ayant des répercussions positives pour la croissance industrielle et économique.

3. La production d'hydrogène décarboné via une augmentation de la production d'électricité dans le parc nucléaire existant est l'option la moins coûteuse en France à court terme. À plus long terme, la production d'hydrogène et celle d'électricité devront être totalement intégrées, la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables devenant profitable, notamment en provenance d'Afrique du Nord. La production supplémentaire d'hydrogène décarboné pourrait provenir de la suppression du plafond de 50 % imposé à la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire.

		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.9	1.0	1.1 – 4.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.9	1.0	1.8 – 4	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	-	-0.7 – 0.5	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.02	6.5	16 – 50	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	11.7	41 – 46	65 – 68	-	0 – 3
Éolien terrestre	[GW]	17.4	35 – 37	62 – 64	-	0 – 7
Éolien offshore	[GW]	0.002	2	10	-	0 – 2
Production d'électricité en France	[TWh]	64	60	50 – 55		0 – 8
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	571	600 – 610	660 – 690	50	88 – 190
Demande d'hydrogène	[Mt]	-	4.8	5 – 21	-	-

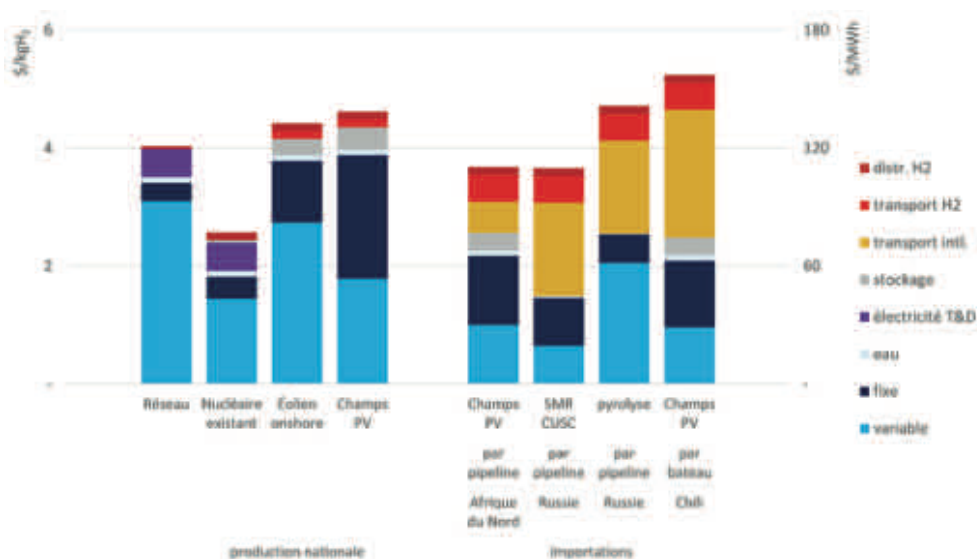
Tableau 5. Principaux indicateurs en France

Sources : FR Gov, 2020a ; FR Gov, 2020b ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par une production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole « - » représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement. La production nucléaire est plafonnée à 50 % de la production totale d'électricité.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

a. 2030



b. 2050

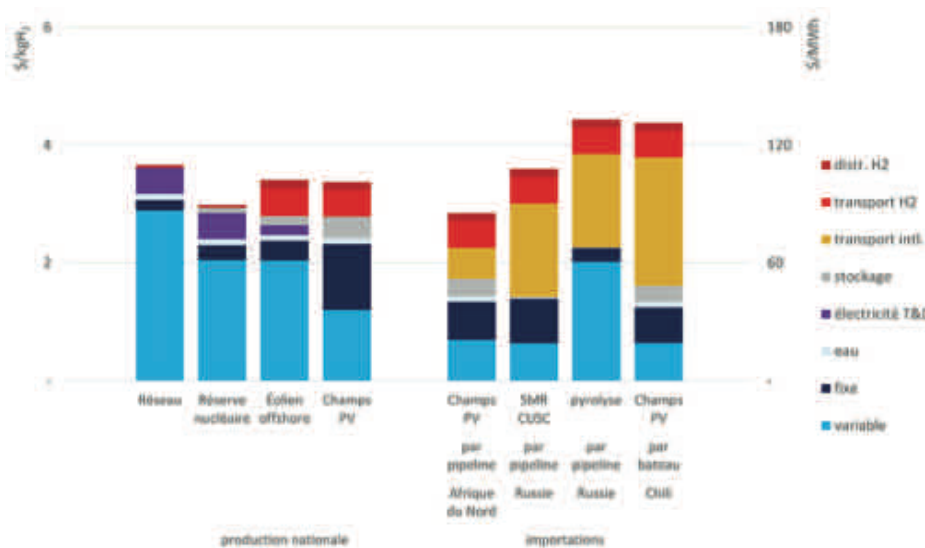


Figure 13. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en France, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : La production d'hydrogène à partir de la production d'électricité d'origine nucléaire en 2030 et 2050 est obtenue en portant le taux d'utilisation du parc nucléaire à 80 % en 2030 et à 90 % en 2050, avec une production d'hydrogène correspondante de 1 Mt et 2 Mt respectivement. Pour les nouvelles centrales en 2050, le prix considéré est inférieur au coût actualisé de l'électricité (LCOE), étant donné le nombre plus élevé d'heures creuses de la production supplémentaire. Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à temps plein (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

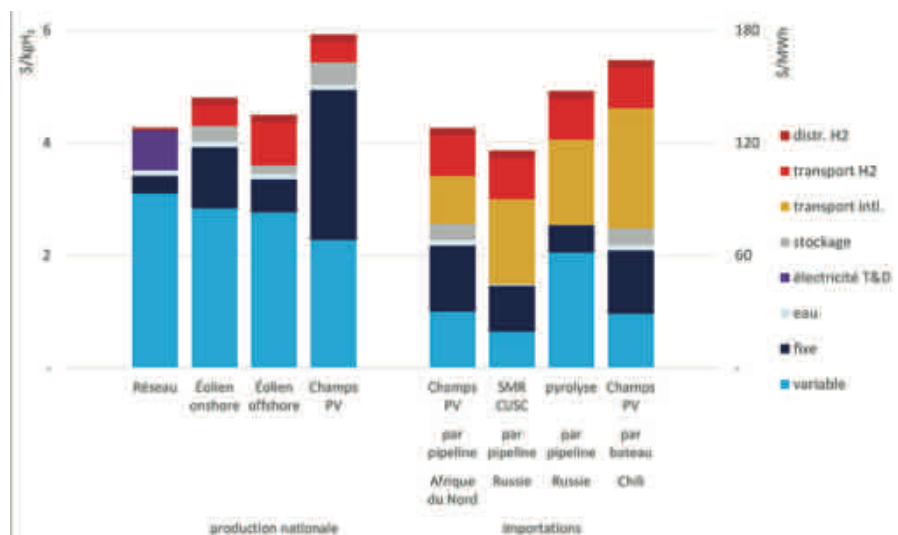
3.3. Allemagne

Points clés :

1. L'Allemagne représente près d'un quart de la demande de combustibles fossiles dans

l'UE par la consommation finale. L'hydrogène est envisagé comme un vecteur énergétique clé pour sa décarbonation, en particulier dans les secteurs de l'industrie et des transports. Pour la production d'hydrogène décarboné, l'accent

a. 2030



b. 2050

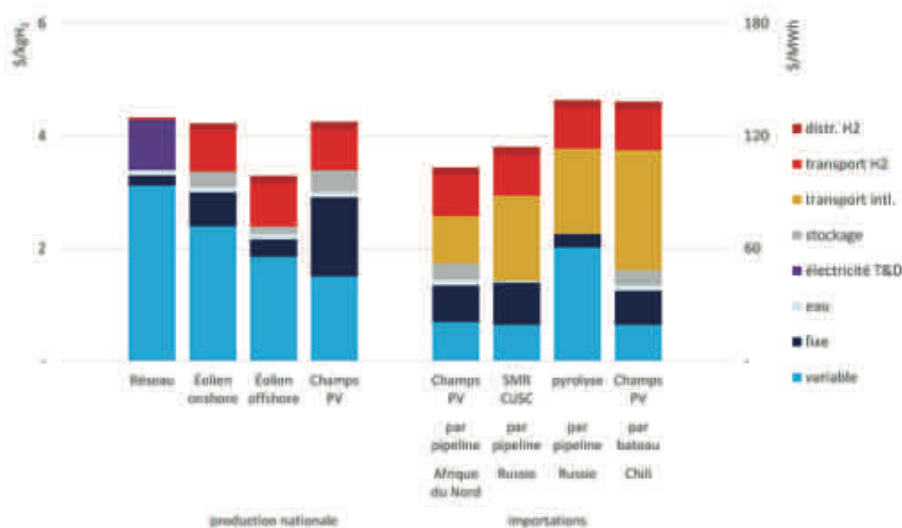


Figure 14. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Allemagne, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

est mis sur l'électricité renouvelable. Le vapore-formage du méthane avec CUSC et la pyrolyse devraient y contribuer à moyen terme. L'Allemagne possède une industrie manufacturière solide, notamment pour les électrolyseurs et la pyrolyse. Selon la stratégie nationale allemande en matière d'hydrogène, environ 9 milliards d'euros seront consacrés à la première phase de déploiement, dont 7 milliards pour des projets nationaux et 2 milliards pour la mise en œuvre de partenariats internationaux.

2. En 2020, l'Allemagne représentera environ 40 % de la puissance solaire photovoltaïque installée dans l'UE, un tiers de la puissance éolienne terrestre et plus de 50 % de la puissance éolienne en mer. Les énergies renouvelables représentent aujourd'hui environ 45 % du bouquet électrique et ces trois technologies seront essentielles pour le décarboner

complètement ce qui a d'importantes conséquences sur l'utilisation du potentiel restant pour la production d'hydrogène.

3. L'Allemagne est en passe de devenir le plus grand importateur d'hydrogène en Europe, les importations satisfaisant environ 70 % de sa demande d'hydrogène. L'hydrogène importé peut être compétitif en termes de coûts par rapport à la production nationale d'hydrogène renouvelable, en particulier lorsqu'il s'agit de pays voisins comme la Russie ou les pays d'Afrique du Nord. Les incertitudes au sujet de la demande d'hydrogène à long terme et du déploiement d'électrolyseurs pour la production intérieure peuvent avoir des répercussions importantes sur les importations en Allemagne.

			Prévu/projeté		Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	1.6	2.7 – 3.3	11.4 – 21	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	1.6	0.4	3.2 – 5.5	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	1.1 – 2.9	8.2 – 15.5	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	0.03	5	40 – 80	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	53.8	100	145	-	0 – 10
Éolien terrestre	[GW]	54.4	71	97	1.0	15 – 33
Éolien offshore	[GW]	7.7	20	43	4.0	25 – 37
Production d'électricité en Allemagne	[TWh]	618	630	650	20	150 – 260
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	3.6	17 – 36	-	-

Tableau 6. Principaux indicateurs en Allemagne

Sources : BMWi, 2020a ; BMWi, 2020b ; WEC Germany et LBST, 2020 ; EEG, 2021 ; WindSeeG, 2016 ; DENA, 2018 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

3.4. Italie

Points clés :

1. L'Italie occupe une position centrale en Méditerranée et a l'ambition de devenir un hub hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Elle possède des centres de demande industrielle essentiels, d'importantes ressources renouvelables, en particulier dans le sud du pays, et une infrastructure gazière bien développée. La reconversion d'au moins une partie de son infrastructure d'importation existante et le développement éventuel de nouvelles connexions à travers la Grèce pourraient renforcer son rôle dans le commerce de l'hydrogène.

2. Le développement de vallées de l'hydrogène est une priorité de la feuille de route italienne, qui soutient les premières percées en termes de demande d'hydrogène décarboné et

de production locale. À long terme, une forte croissance de la demande est déterminée pour que les importations couvrent près des deux tiers de la consommation totale estimée. Ce déploiement peut également avoir des implications substantielles pour l'écosystème manufacturier des petites et moyennes entreprises (PME) italiennes.

3. Les coûts de production de l'hydrogène décarboné sont comparables pour la production nationale et les importations lorsque les ressources sont de qualité, même si les importations d'Afrique du Nord devraient rester moins chères jusqu'en 2050. La pyrolyse et le vaporeformage du méthane avec CUSC pourraient s'avérer une option supplémentaire intéressante, mais cela dépendra largement du prix du gaz (biogaz et méthane) et de leur inclusion ou non dans les approches à long terme de l'Italie et de l'Europe.

		2020	Prévu/projeté		Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
			2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.48	0.7	6 – 8	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.48	0.2	2.2 – 2.6	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	0.5	3.8 – 5.4	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	5	50 – 60	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	21.6	52	85	2.2	21 – 27
Éolien terrestre	[GW]	10.8	18	37	2.8	24 – 26
Éolien offshore	[GW]	-	1	7	-	5 – 7
Production d'électricité en Italie	[TWh]	292	310	350	9	104 – 125
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	3.6 – 4.5	22 – 27	-	-

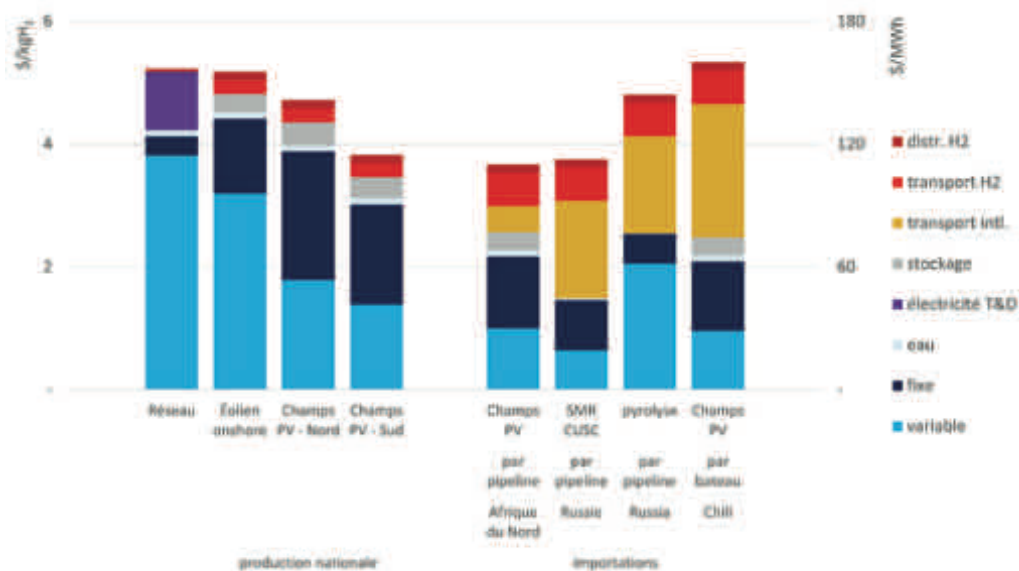
Tableau 7. Principaux indicateurs en Italie

Sources : MISE, 2019 ; MISE, 2020 ; SNAM, 2019 ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

a. 2030



b. 2050

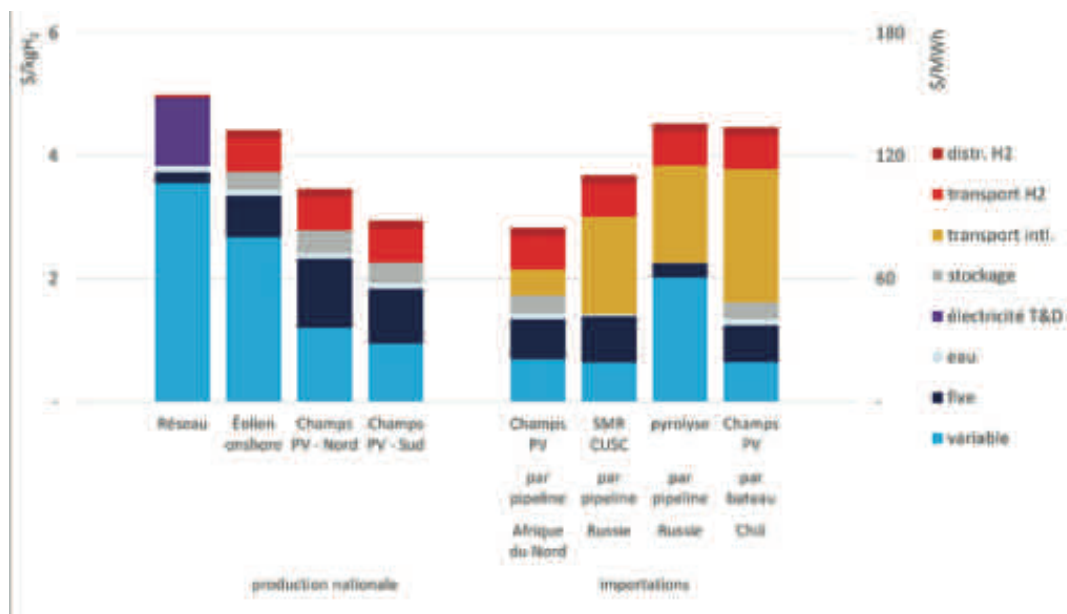


Figure 15. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Italie, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique fait référence à une capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

3.5. Espagne

Points clés :

1. L'Espagne dispose d'importantes ressources renouvelables. Ses coûts de production d'hydrogène sont ainsi parmi les plus bas d'Europe. À court et moyen terme, sa feuille de route nationale pour l'hydrogène est axée sur le développement de l'industrie nationale et de la chaîne de valeur de l'hydrogène. À plus long terme, le pays est bien placé pour devenir un exportateur potentiel vers le reste de l'Europe, en partie grâce à sa densité de population plus faible que celle des autres pays européens, et à son infrastructure énergétique bien développée, notamment ses réseaux d'électricité et de méthane qui pourraient être réutilisés pour l'hydrogène.

2. La décarbonation des secteurs finaux et l'objectif de 100 % d'énergies renouvelables pour la production d'électricité nécessiteront

une accélération significative du déploiement des ressources éoliennes et solaires. D'ici à 2050, le solaire photovoltaïque devra être multiplié par sept ou huit et l'éolien par quatre pour décarboner l'électricité et répondre à la production d'hydrogène prévue, dont 85 % devraient répondre à la demande, le reste pouvant être exporté. L'exportation d'hydrogène renouvelable supplémentaire nécessiterait un déploiement supplémentaire des énergies renouvelables.

3. En raison de sa situation stratégique à proximité de l'Afrique du Nord et entre la mer Méditerranée et l'océan Atlantique, l'Espagne est bien placée pour devenir à long terme un important pays de transit. Pour ce faire, il faudra poursuivre le déploiement des infrastructures avec l'Afrique du Nord et vers le reste de l'Europe, ce qui nécessitera une collaboration internationale renforcée et un cadre réglementaire clair.

		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.5	0.6	2.6 – 3.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.5	0.17	2.9 – 3.9	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	-	-0.3 – -0.4	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	4	45 – 60	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	11.8	39.2	52.0	1.5	30 – 43
Éolien terrestre	[GW]	27.1	49.3	64.9	2.5	24 – 30
Éolien offshore	[GW]	-	1.0	6.0	-	5 – 7
Production d'électricité en Espagne	[TWh]	274	337	360	9	140 – 186
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	2.9	20 – 27	-	-

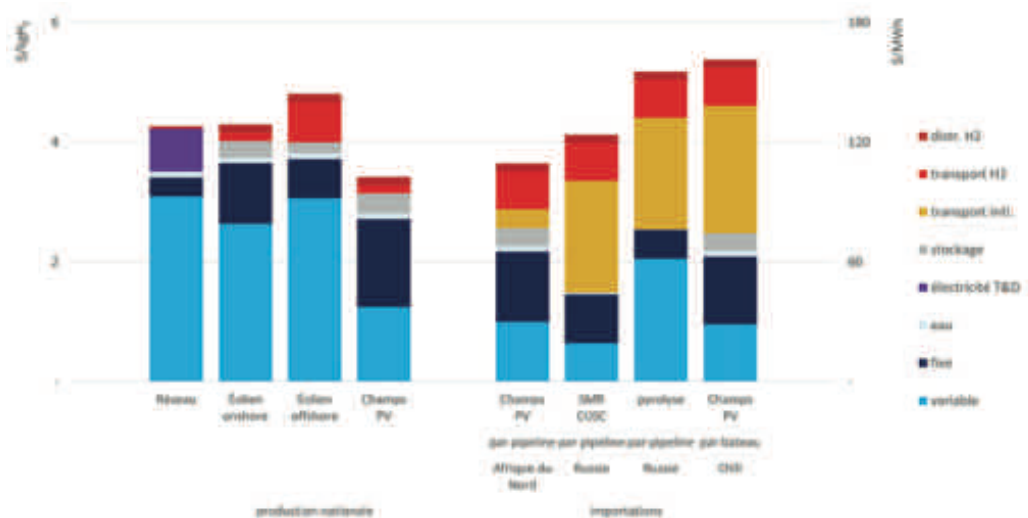
Tableau 8. Principaux indicateurs en Espagne

Sources : MITECO, 2020a ; MITECO, 2020b ; SP Gov, 2021 ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

a. 2030



b. 2050

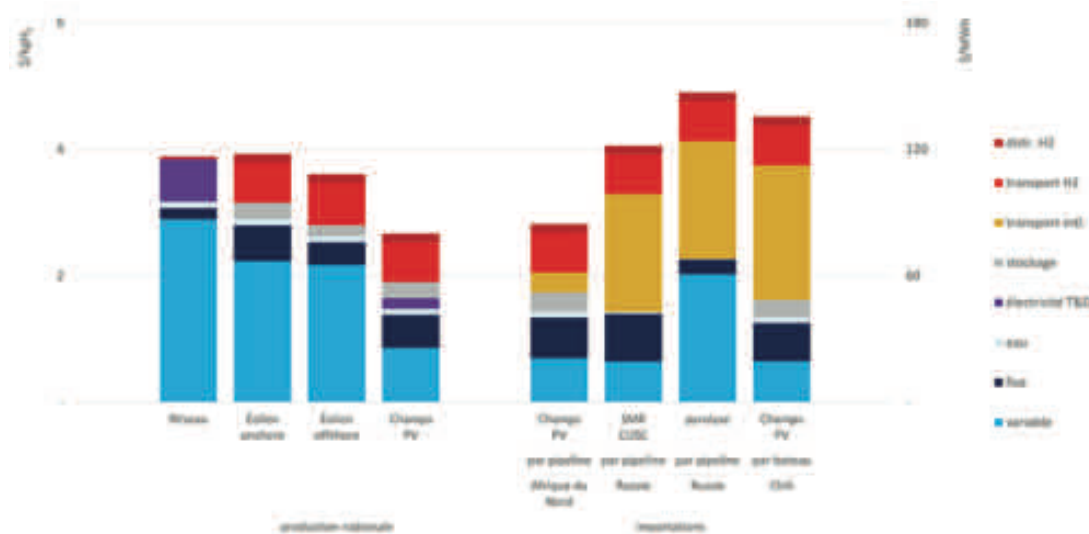


Figure 16. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Espagne, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût des champs photovoltaïques en 2050 inclut la production des centrales éoliennes pour 1000 heures supplémentaires d'utilisation de l'électrolyseur. Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Les coûts de transport du gaz pourraient être moins élevés si les centrales et les électrolyseurs dédiés sont tous deux construits à proximité des centres de demande. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Conclusions

Pour atteindre l'objectif de l'Union européenne de zéro émissions nettes de gaz à effet de serre, il faudra procéder à une transformation sans précédent, à un rythme sans précédent, en combinant toutes les sources et les vecteurs d'énergie propre disponibles. L'électricité va jouer un rôle central, par sa propre décarbonation et par l'électrification accrue des secteurs finaux. Mais tout ne peut pas facilement être électrifié. L'hydrogène a le potentiel de devenir le deuxième plus important vecteur énergétique dans la décarbonation du système énergétique, avec une contribution plus grande, notamment dans les secteurs difficiles à décarboner.

L'UE est un importateur net d'énergie depuis des décennies. Aujourd'hui, elle importe plus de 80 % du méthane qu'elle utilise et 95 % de son pétrole. Cette demande devrait diminuer au cours des prochaines décennies, grâce au passage à l'électricité, aux mesures d'efficacité énergétique et à l'usage direct d'énergies renouvelables dans les utilisations finales. La production intérieure d'hydrogène décarboné peut augmenter et maximiser l'utilisation des ressources à faible teneur en carbone en Europe, réduisant encore le besoin d'importations. Une grande incertitude entoure les importations potentielles d'hydrogène qui varient considérablement selon les scénarios. La fourchette estimée dans cette étude pour les quantités d'hydrogène importé est comprise entre 18 et 50 MtH₂ en 2050.

Le niveau de pénétration de l'hydrogène décarboné et de ses produits dérivés dépendra également de sa rentabilité par rapport aux autres sources d'énergie. Pour réaliser des économies d'échelle et obtenir des réductions de coûts, de nombreux projets sont en cours de planification et de développement en Europe et dans le monde. Ces projets joueront un rôle crucial non seulement pour produire les réductions de coûts attendues mais aussi pour assurer la viabilité des projets de production d'hydrogène, tant pour la production domestique que pour les exportations depuis

les pays voisins. Maintenir le coût du capital à des niveaux bas pour tous les projets bas carbone — à la fois en Europe et pour les projets d'exportation — sera d'une importance capitale pour que la transition énergétique reste abordable.

Ces projets, ainsi que le déploiement progressif des infrastructures à plus court terme (2025-2030), seront essentiels pour pouvoir répondre à long terme à l'accroissement de la consommation, de la production et des échanges. Atteindre des niveaux significatifs de demande d'hydrogène et de produits dérivés décarbonés à prix abordable dépendra de plusieurs facteurs. Premièrement, cela dépendra de la capacité des décideurs politiques à intégrer en une vision unique les stratégies des secteurs et des combustibles : cela passe par un soutien économique équitable, en veillant à ce que les projets éoliens et solaires photovoltaïques s'ajoutent à ceux nécessaires pour répondre à la demande d'électricité, en évitant les subventions croisées entre secteurs et en mettant en place les mesures réglementaires appropriées pour le commerce en temps voulu. Deuxièmement, la capacité de l'industrie énergétique à réaliser les réductions de coûts attendues, par la promotion de l'innovation et de la compétitivité industrielle, aura un rôle déterminant à jouer. Troisièmement, la création de relations stables avec les principaux partenaires commerciaux, le développement des infrastructures nécessaires, la visibilité à long terme pour les investisseurs et la possibilité pour tous les projets décarbonés de contribuer sur un pied d'égalité seront également décisifs.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Annexe A

	Unité	Valeur
Coût moyen pondéré du capital	%	4,5 %
Taux de change € / \$ sur 2019-2050	-	1,18
Pouvoir calorifique de l'hydrogène (PCI)	MJ/kg	120,1
Taux d'émission du CO ₂ du vaporeformage	tCO ₂ /tH ₂	10
Taux de captage du CO ₂ (CUSC)	%	90 %

Tableau 9. Indicateurs généraux

	Unité	Pays européens		Afrique du Nord		Russie	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Prix du gaz	\$/Mbtu	5,0	5,0	5,0	5,0	3,5	3,5
Prix du CO ₂	\$/tonneCO ₂	90	175	-	-	-	-
Coût du transport et du stockage du CO ₂	\$/tonneCO ₂	20	20	20	20	20	20

Tableau 10. Prix du gaz et du CO₂ par région

	Unité	2030				2050			
		Champs PV	Éolien onshore	Éolien offshore	Nucléaire	Champs PV	Éolien onshore	Éolien offshore	Nucléaire
Autriche	%	12 %	27 %	n.a.	n.a.	13 %	28 %	n.a.	n.a.
France	%	14 %	28 %	46 %	90 %	15 %	29 %	50 %	90 %
Allemagne	%	11 %	27 %	50 %	n.a.	12 %	28 %	55 %	n.a.
Italie	%	16 %	24 %	42 %	n.a.	17 %	25 %	45 %	n.a.
Espagne	%	20 %	29 %	45 %	n.a.	21 %	30 %	47 %	n.a.
Égypte	%	30 %	30 %	42 %	90 %	31 %	31 %	45 %	90 %
Maroc	%	25 %	33 %	42 %	n.a.	26 %	35 %	45 %	n.a.
Russie	%	13 %	22 %	n.a.	90 %	14 %	24 %	n.a.	90 %
Australie	%	26 %	32 %	40 %	n.a.	28 %	34 %	45 %	n.a.
Chili	%	26 %	30 %	45 %	n.a.	28 %	32 %	50 %	n.a.
Coût d'investissement	\$/kW	450	1 380	2 200	4 200 - 5 500	350	1 300	1 750	4 200 - 4 500

Tableau 11. Taux d'utilisation et coût d'investissement (nouvelle unité de production d'électricité)

	Unité	Électrolyse				À partir de méthane	
		Alcaline	PEM	SOEC	Moyenne pondérée	Vaporeformage avec CSC	Pyrolyse
		2030					
Coût d'investissement	\$/kW	390-760	350-730	1 450-2 200	450-850	1 360	950
Coût d'investissement (graphiques)	\$/kW	570	530	1 900	640	1 360	950
Efficacité des nouvelles unités	%	65 %	65 %	72 %	65 %	69 %	52 %
Durée de construction	années	2	2	2	2	2	2
Durée de vie	années	20	20	20	20	20	20
OPEX - Coût d'exploitation	%	4,0 %	4,0 %	3,0 %	4,0 %	3,5 %	4,0 %
2050							
Coût d'investissement	\$/kW	270-590	160-400	500-880	270-560	1 280	500
Coût d'investissement (graphiques)	\$/kW	430	280	700	400	1 280	500
Efficacité des nouvelles unités	%	75 %	72 %	82 %	75 %	76 %	54 %
Durée de construction	années	2	2	2	2	2	2
Durée de vie	années	25	25	25	25	25	25
OPEX - Coût d'exploitation	%	4,0 %	4,0 %	3,0 %	4,0 %	3,5 %	4,0 %

Tableau 12. Coût d'investissement et paramètres-clés des installations de production d'hydrogène

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

	CAPEX		Capacité		OPEX	Taux d'utilisation	Durée de construction	Durée de vie
		<i>unité</i>		<i>unité</i>	<i>[% du CAPEX]</i>	<i>[%]</i>	<i>[années]</i>	<i>[années]</i>
Transport par pipeline	1,21	Millions de \$/km	340	kt par an	5,0 %	75 %	5	40
Transport par pipeline (36")	2,97	Millions de \$/km	1 234	kt par an	1,5 %	57 %	5	40
Distribution par pipeline	0,5	Millions de \$/km	38	kt par an	5,0 %	80 %	3	40
Liquéfaction	1,4	Milliards de \$	260	kt par an	4,0 %	90 %	2	30
Terminal d'exportation	0,29	Milliards de \$/réservoir	3 190	t/réservoir	4,0 %	-	2	30
Bateau	0,412	Milliards de \$/bateau	11 000	t/bateau	4,0 %	-	2,5	30
Terminal d'importation	0,32	Milliards de \$/réservoir	3 550	t/réservoir	4,0 %	-	2	30

Tableau 13. Coût d'investissement et paramètres-clés des gazoducs et des voies maritimes pour l'hydrogène

Remerciements

Cette étude a été menée par Marco Baroni¹⁷, en collaboration avec plusieurs experts de pays européens et voisins. Elle a été préparée pour les comités européens du Conseil Mondial de l'Énergie (WEC, World Energy Council) sous la direction d'un comité de pilotage, dont les membres sont :

- | | |
|--------------------------|---|
| – Houda Ben Jannet Allal | Observatoire Méditerranéen de l'Énergie |
| – Kamel Ben Naceur | Société des Ingénieurs du Pétrole |
| – Paolo D'Ermo | WEC Italie |
| – Íñigo Diaz de Espada | WEC Espagne |
| – Alexey Gospodarev | WEC Russie |
| – Robert Kobau | WEC Autriche |
| – Priit Mändmaa | WEC Estonie |
| – Jean Eudes Moncomble | WEC France |
| – Carsten Rolle | WEC Allemagne |



L'étude a été développée en collaboration avec l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie. Lisa Guarrera a apporté une contribution essentielle aux projections de l'offre et de la demande d'énergie, ainsi qu'aux questions méthodologiques. Assaad Saab, Sohbet Karbuz et Matteo Urbani ont apporté une contribution essentielle.

Paul de Montchenu (CME France) a apporté une contribution essentielle tout au long de l'étude. Les membres et observateurs supplémentaires étaient : Adeliya Bulatova (CME Russie), Maira Kusch (CME Allemagne), Ana Padilla (CME Espagne), Paolo Storti (CME Italie), Ivo Wakounig (CME Autriche) et Sjoerd Ammerlaan (CME Europe). Felix Thomann (stagiaire) a apporté un soutien précieux.

Un remerciement particulier est adressé à Alessandro Clerici (WEC Italie) pour son soutien et toutes les discussions et contributions utiles tout au long de l'étude.

Des contributions et des apports précieux ont été fournis par Austrian Federal Ministry for Climate Action, Austrian Power Grid GmbH, E.ON SE, Électricité de France, Enagas, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energie Burgenland AG, Energie Steiermark AG, Eni, Fronius International GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Gazprom PJSC, Gazprom Germania GmbH, Novatek PJSC, Rusatom Overseas JSC, Russian Energy Agency, Saipem, Siemens Energy, SNAM, TÜV SÜD AG, Uniper SE, VERBUND AG, Wien Energie GmbH, Wiener Stadtwerke GmbH.

L'étude a bénéficié d'une interaction continue avec de nombreux experts et pairs examinateurs. Une contribution très importante a été apportée par les intervenants lors du webinaire organisé en février 2021. Les experts, les confrères réviseurs et les intervenants sont :

- | | |
|------------------------|--|
| – Lahsen Amarof | Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco |
| – Etienne Beeker | France Stratégie |
| – Mauricio Belaunde | Austrian Federal Ministry for Climate Action |
| – Abderraouf Benabou | Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco |
| – Tudor Constantinescu | European Commission |

17. Expert en énergie, consultant et maître de conférences à l'Institut d'études politiques de Paris (Sciences Po). Ancien chef de l'analyse du secteur de l'électricité pour l'équipe du World Energy Outlook de l'Agence internationale de l'énergie.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

– Rachid Ben Daly	Ministry of Energy, Tunisia
– François Dassa	Électricité de France
– Denis Deryushkin	Russian Energy Agency
– Hafez El Salmawy	Former Electricity Regulatory in Egypt
– Mohamed El Sawy	Former Kuwaiti Petroleum Company
– Eng. Sherif El Serafi	Former Ministry of Petroleum in Egypt
– Mohamed El -Sobki	Cairo University and Former New and Renewable Energy Authority in Egypt
– Valeria Ermakova	NOVATEK PJSC
– Eugeniy Grin	Gazprom PJSC
– Konstantin Grebennik	Russian Energy Agency
– Haitam Hassan	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Ines Kastil	Verbund
– Maximilian Kuhn	Gazprom Germania GmbH
– Khalil Lagtari	ONEE
– Andrey Logatkin	Rosseti PJSC
– Mohamed Ghazali	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Vieri Maestrini	SNAM
– Jan Michalski	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
– Mohamed Ouhmed	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Elena Pashina	Rusatom Overseas JSC
– Uwe Remme	International Energy Agency
– Xavier Lorenzo Rousseau	SNAM
– Deger Saygin	Shura Energy Transition Center, Turkey
– Jean-Michel Trochet	Électricité de France
– Michael Zakaria	Gas Connect Austria GmbH
– Rudolf Zauner	Verbund

Références

(ACER CEER, 2021) ACER CEER, Quand et comment réglementer les réseaux d'hydrogène? février 2021

<https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-and-CEER-recommend-when-and-how-to-regulate-pure-hydrogen-networks.aspx>

(Agora VW-EW-FE, 2018) Agora Verkehrswende, Agora Energiewende et Frontier Economics, The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, 2018

www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

(Agora EW, 2019) Agora Energiewende, Le soutien à l'innovation à l'échelle européenne est la clé du succès de la fabrication de l'électrolyse en Europe, novembre 2019

<https://www.agora-energiewende.de/en/blog/eu-wide-innovation-support-is-key-to-the-success-of-electrolysis-manufacturing-in-europe/>

(Agora EW, 2021) Agora Energiewende et AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen : Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf (agora-energiewende.de)

(AIE, 2019) Agence internationale de l'énergie, The Future of Hydrogen, Paris, juin 2019

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

(AIE, 2020) Agence internationale de l'énergie, Perspectives énergétiques mondiales 2020, Paris, octobre 2020

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

(AIE, 2021a) Agence internationale de l'énergie, Hydrogen in North Western Europe, Paris, avril 2021

<https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-north-western-europe>

(AIE, 2021b) Agence internationale de l'énergie, Energy security page, Paris, page web consultée en juin 2021

<https://www.iea.org/topics/energy-security>

(AIE, 2021c) Agence internationale de l'énergie, Net Zero by 2050 : Une feuille de route pour le secteur énergétique mondial, Paris, mai 2021

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/405543d2-054d-4cbcd-9b89-d174831643a4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector-CORR.pdf>

(AT BMK, 2019a) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Plan national intégré pour l'énergie et le climat en Autriche, 2019

Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan, https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html (bmk.gv.at)

(AT BMK, 2019b) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Discussions préliminaires pour la stratégie autrichienne de l'hydrogène, 2019.

Österreichische Wasserstoffstrategie, https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/oe_wasserstoffstrategie.html (bmk.gv.at)

(BEIS, 2021) Business, Energy & Industrial Strategy, UK Hydrogen Strategy, August 2021

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

(BMWi, 2020a) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) : National Wasserstoffstrategie, Berlin, Jun 2020

<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(BMW, 2020b) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW) Plan national intégré pour l'énergie et le climat en Allemagne, juin 2020

<https://www.bmw-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2020/06/Meldung/news2.html>

(Bruegel, 2021) McWilliams, B. et G. Zachmann, Navigating through hydrogen, Policy Contribution April 2021, Bruegel

<https://www.bruegel.org/2021/04/navigating-through-hydrogen/>

(Caglayan, 2020) D. G. Caglayan et al. (2020), Potentiel technique des cavernes salines pour le stockage de l'hydrogène en Europe. Elsevier, 45(11), pp. 6793-6805

Potentiel technique des cavernes de sel pour le stockage de l'hydrogène en Europe — ScienceDirect, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919347299>

(CCR, 2011) Centre commun de recherche, Évaluation des options de livraison de l'hydrogène, Bruxelles, juin 2021

https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf

(CGI, 2017) Commissariat Général à l'investissement, Le taux d'actualisation dans l'évaluation du projet d'investissement public, Ministère de la Transition écologique et solidaire. France, 2017

<https://www.strategie.gouv.fr/debats/taux-dactualisation-levaluation-projets-dinvestissement-public>

(Clerici and Furfari, 2021) Clerici, A. , Furfari, S., Present and future green hydrogen production cost, July 2021

<https://www.science-climat-energie.be/2021/07/16/the-present-and-future-green-hydrogen-production-cost/>

(CE, 2018) Commission européenne : Une planète propre pour tous, 2018

https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

(CE, 2019a) Commission européenne, Le contrat vert européen COM/2019/640 Final (2019)

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

(CE, 2019b) Commission européenne, Analyse à long terme analyse approfondie chiffres 20190722

https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_20190722_en.pdf

(CE, 2020a) Communication de la Commission européenne. Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre COM/2020/301 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

(CE, 2020b) Communication de la Commission européenne. Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer pour un avenir neutre sur le plan climatique, COM (2020) 741 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf

(CE, 2020c) Commission européenne, La production d'hydrogène en Europe : Aperçu des principaux coûts et avantages, juillet 2020

https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

(CE, 2020d) Commission européenne, Powering a climate-neutral economy – An EU Strategy for Energy System Integration, Bruxelles, juillet 2020

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf

(CE, 2021) Commission européenne, Annexe au règlement complémentaire (UE) 2020/852, Bruxelles, juin 2021

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d84ec73c-c773-11eb-a925-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_2&format=PDF

(CME Allemagne, 2021) Conseil mondial de l'énergie Allemagne, Hydrogène : élément essentiel d'un système énergétique décarboné, page web consultée en juin 2021

<https://www.weltenergierrat.de/international-hydrogen-strategies/>

(DENA, 2018) Agence allemande de l'énergie, Transition énergétique intégrée – Impulsions pour façonner le système énergétique jusqu'en 2050, 2018

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9283_dena_Study_Integrated_Energy_Transition.PDF

(EEG, 2021) Loi allemande sur les sources d'énergie renouvelables, 2021

https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf

(EHB, 2020) European Hydrogen Backbone, Comment créer une infrastructure dédiée à l'hydrogène, juillet 2020

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf

(EHB, 2021a) European Hydrogen Backbone, une vision de l'infrastructure européenne de l'hydrogène couvrant 21 pays, avril 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/04/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V2.pdf

(EHB, 2021b) European Hydrogen Backbone, Analyse de la demande, de l'offre et du transport futurs de l'hydrogène, juin 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf

(ENTSO-G, GIE, HE, 2021) ENTSO-G, Gas Infrastructure Europe, Hydrogen Europe, Comment transporter et stocker l'hydrogène – Faits et chiffres, 2021

https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3429/entsog_gie_he_QandA_hydrogen_transport_and_storage_210521.pdf

(EWI, 2020) Institute of Energy Economics at the University of Cologne gGmbH (EWI) Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon, Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04, Cologne, novembre 2020

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfish_Braendle_Schulte.pdf

(EWI, 2021) Institut d'économie énergétique, Université de Cologne, The Oxford Institute for Energy Studies, Contrasting European hydrogen pathways : An analysis of differing approaches in key markets, mars 2021

<https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/04/Contrasting-European-hydrogen-pathways-An-analysis-of-differing-approaches-in-key-markets-NG166.pdf>

(FR Gouv, 2020a) Ministère de la Transition écologique et solidaire, Stratégie nationale bas carbone, France, mars 2020

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf#page=19&zoom=100,76,420

(FR Gouv, 2020b) Gouvernement français, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, France, septembre 2020

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf>

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(Furfari et Clerici, 2021) Furfari, S., Clerici, A., Green hydrogen : the crucial performance of electrolyzers fed by variable and intermittent renewable electricity. Eur. Phys. J. Plus 136, 509, mai 2021

https://link.springer.com/epdf/10.1140/epjp/s13360-021-01445-5?sharing_token=6hn6MudJzDNQJ6ZKzpyUfosPkCdkOxEKPl2JoxdvwqEAWvjInh-bY_2PoGU36O8QsxBu-9BxkSz_AShNlUQSMKHkvcwiYLaxohu-RRGHtYRc37d-DeQftQOralVQUNsj0FZ2yj17FL0ZGN1WK8PvRw5kuTykDIV3dCKcUPYNhuy0%3D

(GIE, 2021) Gas Infrastructure Europe, Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, juin 2021

<https://www.gie.eu/publications/studies/>

(GIEC, 2018) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5 °C, 2018

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf.

(Gollier, 2013) Gollier C. (2013) Pricing the Planet's Future : L'économie de l'actualisation dans un monde incertain, Princeton University Press

<https://press.princeton.edu/books/hardcover/9780691148762/pricing-the-planets-future>

(HC, 2020) Conseil de l'hydrogène, Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective, 2020 (Voie vers la compétitivité de l'hydrogène : une perspective de coût, 2020)

https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

(HIC, 2021) Hydrogen Import Coalition, Le transport du soleil et du vent vers la Belgique est la clé d'une économie climatiquement neutre, 2021

<https://newsroom.portofantwerp.com/ready-for-the-next-step-towards-the-belgian-hydrogen-economy>

(HM Treasury, 2003) HM Treasury, The Green Book – Appraisal and evaluation in central government, Londres, 2003

<https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-government>

(IEAGHG, 2017) Rapport technique 2017-02 de l'IEAGHG. Évaluation technico-économique d'une usine d'hydrogène autonome (marchande) basée sur un SMR avec CCS, Cheltenham, Royaume-Uni, février 2017

https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

(IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021) IFP Energies Nouvelles, SINTEF Energi AS et Deloitte Finance, étude Hydrogen for Europe: Charting Pathways to Enable Net Zero, mai 2021

https://2d214584-e7cb-4bc2-bea8-d8b7122be636.filesusr.com/ugd/2c85cf_69f4b1bd94c5439f9b1f87b55af46afd.pdf

(IPHE, 2021) Partenariat international pour l'hydrogène et les piles à combustible dans l'économie, page web consultée en juin 2021

<https://www.iphe.net/copy-of-partners>

(IRENA, 2020a) Agence internationale pour les énergies renouvelables, Wind and Solar PV – what we need by 2050, Abu Dhabi, janvier 2020

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Webinars/07012020_INSIGHTS_webinar_Wind-and-Solar.pdf?la=en&hash=BC60764A90CC2C4D80B374C1D169A47FB59C3F9D

(IRENA, 2020b) Agence internationale pour les énergies renouvelables, Green Hydrogen Cost Reduction – scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal, Abu Dhabi, 2020

https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

(MISE, 2019) Ministère du développement économique, Plan national intégré pour l'énergie et le climat, Italie, décembre 2019

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/it_final_necp_main_en.pdf

(MISE, 2020) Ministère du développement économique, Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminari, Italie, novembre 2020

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

(MITECO, 2020a) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Espagne, janvier 2020

https://www.miteco.gob.es/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf (miteco.gob.es)

(MITECO, 2020b) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno : una apuesta por el hidrógeno renovable, Espagne, juillet 2020

https://www.miteco.gob.es/images/es/hojahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

(NL Gov, 2020) Stratégie pour l'hydrogène du gouvernement néerlandais, avril 2020

<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

(NO Gov, 2020) Stratégie pour l'hydrogène du gouvernement norvégien, juin 2020

<https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/hydrogenstrategien-engelsk.pdf>

(Nordhaus, 2018) Nordhaus, W.D. , A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies, Yale University Press, 2018

<https://yalebooks.yale.edu/book/9780300209396/question-balance>

(OME, 2021) Observatoire Méditerranéen de l'Energie, MEPT02050, 2021

<https://www.ome.org/mep-2021-to-be-released-in-jun-2021/>

(PCH JU, 2019) Entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène, Feuille de route européenne sur l'hydrogène, 2019

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

(PL MKiS, 2021) Ministère du climat et de l'environnement, Hydrogen Strategy to 2030 with outlook for 2040 in Poland, draft for public consultation opened in January 2021, Warsaw, 2021

<https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

(PoR, 2020) Port de Rotterdam, Port of Rotterdam Becomes International Hydrogen Hub, Rotterdam, mai 2020

<https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf?token=06Wpgm7R>

(PT Gov, 2020) Estratégia Nacional para o Hidrogénio, Portugal, août 2020

<https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/estrategia-nacional-para-o-hidrogenio/>

(Rifkin, 2001) Jeremy Rifkin, L'économie de l'hydrogène, 2001

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-84882-511-6_8

(RU Gov, 2020a) Stratégie énergétique de la Fédération de Russie pour la période allant jusqu'à 2035 («Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda»), juin 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/1026>

(RU Gov, 2020b) Feuille de route pour le développement de l'énergie hydrogène dans la Fédération de Russie jusqu'en 2024, octobre 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/19194>

(SNAM, 2019) Le défi de l'hydrogène : le potentiel de l'hydrogène en Italie, 2019

https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf (snam.it)

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(SP Gov, 2021) Boletín Oficial del Estado, 25 mars 2021

<https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>

(Timmerberg et al., 2020) Timmerberg S., Kaltschmitt M., Finkbeiner M., Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs, Energy Conversion and Management: X, 7, art. n° 100043, septembre 2020

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155>

(US OMB, 2003) US Office of Management and Budget, Circular N. A-4 To the Heads of Executive Department Establishments, Subject: Analyse réglementaire. Washington: Executive Office of the President, Washington, septembre 2003

https://obamawhitehouse.archives.gov/omb/circulars_a004_a-4/

(WB, 2021) Prélèvements annuels d'eau douce de la Banque mondiale, page web consultée en juin 2021

<https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3?locations=EU>

(WEC Germany et LBST, 2020) World Energy Council Germany et Ludwig Bölkow Systemtechnik, International Hydrogen Strategies, septembre 2020

https://www.weltenergiesrat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf

(WindSeeG, 2016) Loi allemande sur l'énergie éolienne en mer, 2016

<http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>

Liste d'abréviations et d'acronymes

AEM	Membrane échangeuse d'anions
CAPEX	Dépenses d'investissement
CCfD	Contrats de carbone pour la différence
CUSC	Captage, stockage et utilisation du carbone
DAC	Captage d'air direct
CE	Commission européenne
ENTREPRISE COMMUNE PCH	Entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène
FiT	Tarif de rachat d'électricité
GES	Gaz à effet de serre
GW	Gigawatt
H ₂	Hydrogène
AIE	Agence internationale de l'énergie
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
LCOH	Coût actualisé de l'hydrogène
LOHC	Liquides organiques porteurs d'hydrogène
MWh	Mégawattheure
OPEX	Dépenses d'exploitation
PEM	Membrane d'échange de protons
PPA	Contrats d'achat d'électricité
PV	Photovoltaïque
SDS	Scénario de développement durable (AIE)
SMR	Reformage du méthane à la vapeur
SOEC	Cellules d'électrolyse à oxyde solide