



Avis de la SFEN

Février 2024

Contribution du nucléaire dans la nouvelle stratégie hydrogène française

Enjeux industriels, économiques et réglementaires

Notes préliminaires : dans l'ensemble de ce document, le terme « hydrogène propre » désignera de l'hydrogène à faibles émissions de gaz à effet de serre (GES), quelle que soit la manière dont il est produit (neutralité technologique).

Remerciements : le présent avis est le fruit des réflexions de la section technique 15 « Nucléaire, énergies renouvelables et systèmes énergétiques bas-carbone » de la Sfen. Il fait suite à deux avis de la Sfen publiés en 2021 puis 2022 sur le rôle du nucléaire dans la production d'hydrogène propre en France, et intègre les dernières études et informations publiées disponibles.

Le gouvernement français a mis en consultation fin 2023 une révision de sa Stratégie nationale hydrogène (SNH2), trois ans après sa première publication. Cette nouvelle stratégie, qui fixe un objectif de 6,5GW de capacité d'électrolyse en 2030, et 10GW en 2035, s'inscrit dans le projet de stratégie française bas carbone (SFEC). Il s'agit d'abord de substituer l'hydrogène propre à l'hydrogène matière employé dans l'industrie, lequel représente 5 millions de tonnes d'émissions de CO2 chaque année. L'hydrogène propre a aussi un rôle à jouer, comme vecteur énergétique pour décarboner des usages difficiles à électrifier (décarbonation profonde). La consultation est l'occasion de passer en revue les faits accomplis par la filière, les besoins et les points d'attention pour atteindre les objectifs.

Avec son électricité bas carbone, nucléaire et renouvelable, la France dispose d'un atout considérable pour la production d'hydrogène propre. L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir du système électrique national satisfait déjà aux normes européennes du caractère « bas carbone », dont le seuil est fixé à 3,38 kgCO2e/kgH2. Le réseau de transport d'électricité permet d'alimenter des électrolyseurs partout sur le territoire, au plus près des usages. Enfin la France, qui relance un programme nucléaire, est engagée dans un exercice de planification pour garantir une sécurité d'approvisionnement en électricité bas carbone. Après une situation exceptionnelle en 2022, le pays est revenu à un solde exportateur net de plus de 50 TWh en 2023.

Malgré une stratégie nationale ambitieuse, et d'importants moyens déployés, France Hydrogène remarquait récemment que la capacité de production d'hydrogène propre ne se

déploie encore que trop lentement. La capacité opérationnelle était fin 2023 de 30 MW¹ (soit un doublement par rapport au 13 MW opérationnel en 2022). La capacité d'électrolyse à venir atteint 300 MW en comptant les projets en construction, ou ayant reçu une décision finale d'investissement. Il faudra donc un changement d'échelle pour atteindre l'objectif visé à 6,5 GW d'ici 2030.

L'objet du présent avis est d'analyser la contribution du nucléaire à la réussite de cette nouvelle stratégie hydrogène, que ce soit quant aux enjeux industriels, économiques, et réglementaires.

Résumé pour décideurs :

- **Sur les enjeux industriels :**

La priorité donnée à la stratégie hydrogène est la décarbonation de l'industrie. Les besoins en hydrogène propre ont été confirmés, dans le cadre des feuilles de route des différentes filières, que ce soit dans le cadre de substitution à l'hydrogène matière d'origine fossile consommé aujourd'hui (raffineries, ammoniac), ou dans le cadre de transformation de procédés polluants (sidérurgie).

Il s'agit désormais de soutenir le déploiement des capacités de production d'hydrogène électrolytique nécessaires pour alimenter ces besoins mutualisés au sein de « hubs hydrogène ». RTE confirme aujourd'hui que les premiers projets d'électrolyse font des demandes de raccordement au réseau pour une alimentation électrique continue.

Les scénarios étudiés dans le bilan prévisionnel 2035 garantissent, grâce aux quatre piliers que sont l'efficacité, la sobriété, le nucléaire et les renouvelables, la sécurité d'approvisionnement des projets d'électrolyse à venir. A partir de 2035, le déploiement de petits réacteurs nucléaires (SMR) permettra d'alimenter en cogénération électricité/chaleur les hubs hydrogène à partir d'électrolyseurs haute-température.

- **Sur les enjeux économiques :**

La réussite du déploiement d'une filière souveraine de production d'hydrogène s'appuie sur deux impératifs de compétitivité : compétitivité d'abord par rapport à la filière actuelle d'hydrogène fossile, puis, à l'horizon des années 2030-2040, par rapport à l'hydrogène renouvelable importé depuis l'UE ou hors d'UE.

D'une manière générale, l'ensemble des évaluations disponibles montrent qu'en France un mode de couplage en base est l'option la plus économique, avec l'hypothèse d'un approvisionnement en électricité à prix fixe, rendu possible par le caractère prédictible des coûts du nucléaire et des renouvelables. Le coût de l'approvisionnement en électricité est un paramètre essentiel de la compétitivité de la filière domestique.

Relativement à l'hydrogène fossile : avec un coût de production de l'électricité d'ici 2035 entre 70 et 80 €/MWh², et un coût de la tonne de carbone autour de 100 €, un soutien public au développement de la filière française restera nécessaire à court terme. Le gouvernement s'est engagé sur un soutien de 4 Md€ pour assurer sur 10 à 15 ans la compétitivité de l'hydrogène propre par rapport à l'hydrogène fossile. Le mécanisme a été soumis à concertation le 15 septembre³. Compte tenu de la stabilité des coûts de production en

¹ <https://www.h2-mobile.fr/actus/hydrogene-quels-developpements-france-2023/>

² RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035.

³ <https://www.ecologie.gouv.fr/consultation-sur-mecanisme-soutien-production-dhydrogene-decarbone>

France (nucléaire et peu de fossiles), et des incertitudes qui pèsent à terme sur les coûts des dispositifs de capture et séquestration de carbone ainsi que du risque de fuites de méthane, cette décision de soutien est sans regret.

Concernant la compétitivité par rapport à l'hydrogène propre importé : la prise en compte de l'ensemble des coûts de la chaîne de valeur de l'hydrogène (compression, stockage et transport) pénalise la compétitivité de la filière importation par rapport à la production domestique. A ce jour, des incertitudes fortes demeurent sur les solutions technologiques adaptées au transport longue distance et en particulier, sur leurs coûts de développement (navires et ports), ainsi que sur l'horizon de temps où elles pourraient être disponibles. Les incertitudes économiques restent aussi fortes sur les modèles économiques associés aux pipelines (financement, taux de remplissage). Enfin, la volatilité des prix du gaz naturel liquéfié (GNL) pendant la crise de 2022 a aussi marqué durablement les industriels sur les risques d'une dépendance à un futur marché mondial de l'hydrogène.

- **Sur les enjeux réglementaires :**

L'engouement pour l'hydrogène a conduit à la mise en place volontariste de nombreuses législations et mécanismes de soutien au niveau des Etats et au niveau Européen, avec un bilan contrasté sur la reconnaissance du rôle que pouvait jouer le nucléaire dans la production d'hydrogène propre. La France a mis en place une pleine neutralité technologique entre H2 renouvelable et H2 bas-carbone, laquelle sera confirmée dans la SNH2. C'est aussi le cas aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. La Commission, même si elle a défini un seuil unique, a mis en place deux socles juridiques différents, pour l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas carbone. Elle s'est concentrée principalement sur le cadre juridique de l'hydrogène renouvelable, en accordant certains avantages et dérogations aux pays qui, comme la France, ont déjà décarboné leur mix électrique. Aussi, le socle juridique européen présente aujourd'hui des biais importants en faveur de l'hydrogène renouvelable, que ce soit dans les méthodologies pour comptabiliser le bilan carbone de l'hydrogène, dans les politiques de soutien à l'offre (les guichets de la Banque européenne de l'hydrogène sont réservés à l'hydrogène renouvelable) et les politiques de la demande, avec des cibles de consommation d'hydrogène et d'e-fuels dans l'industrie et le transport orientées préférentiellement vers l'hydrogène renouvelable.

Sommaire

1. LES ENJEUX INDUSTRIELS	5
1.1. Des besoins de décarbonation industriels identifiés	5
1.1.1. <i>Décarbonation de l'hydrogène fossile actuellement utilisé dans l'industrie</i>	5
1.1.2. <i>Transformation des procédés industriels</i>	6
1.2. Le déploiement d'une filière de production national d'hydrogène électrolyse en France	6
1.2.1. <i>Un déploiement d'abord en ruban, dans le cadre de hubs hydrogène</i>	7
1.2.2. <i>Une sécurité d'approvisionnement en électricité bas-carbone</i>	8
2. LES ENJEUX ECONOMIQUES	10
2.1. Coût de production de l'hydrogène propre (aux bornes de l'installation)	11
2.1.1. <i>Hydrogène bas-carbone d'origine fossile</i>	12
2.1.2. <i>Coût de production de l'hydrogène par électrolyse</i>	13
2.2. Coût de l'hydrogène importé et distribué au consommateur final	16
2.2.1. <i>La compression</i>	17
2.2.1. <i>Le stockage</i>	17
2.2.2. <i>Le transport</i>	18
3. DES ENJEUX REGLEMENTAIRES	21
3.1. Des projets de réglementation fragmentés	21
3.2. L'hydrogène bas-carbone, chaînon manquant de la législation européenne	22
3.3. La lente et progressive reconnaissance de l'hydrogène bas-carbone	23
3.4. Une timide prise en considération rôle du nucléaire	24
3.5. Un manque de neutralité technologique et de rigueur dans les méthodes d'évaluation environnementales	25
3.5.1. <i>Des méthodes ACV non conformes</i>	25
3.5.2. <i>La nécessité d'une corrélation temporelle entre la production de l'électrolyseur et celle du ou des parcs renouvelables</i>	27
3.6. Au-delà des critères environnementaux, les importations extra-européennes soulèvent des questions de justice énergétique et climatique	27

1. Les enjeux industriels

La priorité définie par la stratégie hydrogène, dès 2020, est la décarbonation de notre production industrielle. Il s'agit d'abord de substituer de l'hydrogène propre à l'hydrogène fossile aujourd'hui consommé par mais aussi d'apporter des nouvelles solutions pour décarboner des procédés industriels difficiles à électrifier (« hard to abate »).

L'atteinte des objectifs présente aujourd'hui deux enjeux industriels :

- L'identification et la transformation des chaînes industrielles futures consommatrices
- La sécurité de leur approvisionnement en hydrogène propre.

1.1. Des besoins de décarbonation industriels identifiés

L'article 301 de la loi climat et résilience (2021) impose aux secteurs fortement émetteurs de gaz à effet de serre d'établir une feuille de route de décarbonation en associant les filières économiques, le Gouvernement et les collectivités territoriales. Cette feuille de route recense pour chaque filière industrielle « *les leviers de décarbonation qu'elle privilégie, les freins à lever, les actions qu'elle se propose de mettre en place et les propositions d'évolution des politiques publiques qu'elle adresse aux pouvoirs publics pour accompagner cette transition* ». Ces feuilles de route ont été remises et publiées en octobre 2023.⁴

1.1.1. Décarbonation de l'hydrogène fossile actuellement utilisé dans l'industrie

La consommation d'hydrogène par l'industrie française était estimée en 2020 à 800 000 tonnes par an, dont 95% est d'origine fossile. Elle représentait ainsi des émissions de 11,5 Mt de CO₂eq par an, soit de l'ordre de 3 % des émissions nationales⁵.

Plus de la moitié de cet hydrogène est utilisé aujourd'hui dans le raffinage. On en consomme aussi dans la fabrication d'ammoniac (engrais) et dans d'autres secteurs de l'industrie chimique. Le mode de production le plus répandu est le vaporeformage du méthane ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$).

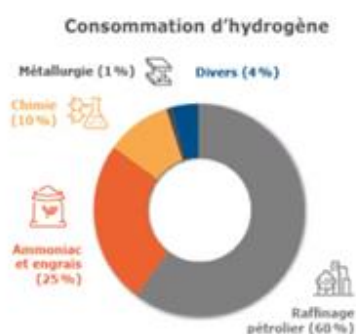


Figure 1 : Consommation de l'hydrogène en France en 2020, source : RTE

Sur l'utilisation d'hydrogène dans les raffineries : l'hydrogène est largement utilisé dans les processus de raffinage pour éliminer les impuretés présentes dans le pétrole brut, comme le soufre, et répondre aux spécifications exigées sur les produits, par exemple pour limiter la pollution lors de leur combustion. Une partie importante est coproduite dans les

⁴ <https://www.ecologie.gouv.fr/feuilles-route-decarbonation-des-filières-plus-emettrices>

⁵ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf

raffineries, la partie restante étant produite par vaporeformage. Un des premiers projets engagés est celui de l'électrolyseur de 200 MW Normand'Hy d'Air Liquide à Port Jérôme, qui alimentera la raffinerie de Gonfreville de TotalEnergies (100 MW) fin 2026. Les 100 MW restants seront destinés à des clients du bassin industriel normand ainsi qu'au développement de la mobilité bas carbone. A noter que l'électrolyseur sera bien alimenté par le réseau de transport d'électricité, même s'il souhaite faire appel à des garanties d'origine renouvelables.

Sur l'utilisation d'hydrogène dans la fabrication d'ammoniac : l'ammoniac est la matière première de base de toute l'industrie des engrais azotés. La synthèse de l'ammoniac (NH_3) est réalisée par le procédé Haber-Bosch, qui consiste à hydrogéner le diazote (N_2) gazeux de l'air avec du dihydrogène (H_2) gazeux en présence d'un catalyseur. Des études sont en cours pour évaluer pas à pas les transformations à effectuer sur les installations actuelles : les industriels de l'ammoniac utilisent souvent dans leur procédé la chaleur dégagée en sortie du système de vaporeformage, et doivent donc développer une source alternative de chaleur à partir de 15% d'hydrogène électrolytique. L'installation d'électrolyseurs sur place nécessitera aussi des modifications des installations de raccordement du site au réseau électrique.

1.1.2. Transformation des procédés industriels

La sidérurgie est le secteur industriel le plus émetteur de GES de France : il représente à lui seul 22% des émissions de l'industrie française et 4% des émissions globales nationales⁶. La filière s'est fixée des objectifs de décarbonation, pour satisfaire à l'exigence de certains clients clés comme l'automobile, pour anticiper la hausse du prix de la tonne de carbone qui se refléterait durablement dans ses coûts de production, et pour des objectifs généraux de responsabilité sociale et environnementale.

Traditionnellement, le minerai de fer est réduit dans les hauts fourneaux grâce au coke (obtenu par pyrolyse de la houille), un procédé très émetteur de CO_2 . Une voie technologique de décarbonation est de remplacer le coke par de l'hydrogène propre dans le processus de réduction du minerai de fer (H_2 -DRI). Avec ce procédé, le secteur de la sidérurgie réduirait de 40% au moins ses émissions. La décarbonation de la seule usine d'ArcelorMittal à Dunkerque⁷ qui produit 7 millions de tonnes d'acier par an, nécessiterait environ 167 000 tonnes (167 kt) d'hydrogène propre, soit une consommation d'électricité d'environ 9 TWh – équivalent à la production annuelle d'un réacteur nucléaire du palier N4, de 1450 MWe.

L'Etat et ArcelorMittal ont annoncé le 15 janvier un plan de décarbonation sur le site pour la construction de deux fours électriques ainsi qu'une unité de réduction directe du fer, première étape du projet. Le procédé de réduction utilisera d'abord du gaz, avant une transition vers l'hydrogène.

1.2. Le déploiement d'une filière de production national d'hydrogène électrolyse en France

France Hydrogène a construit plusieurs scénarii (Ambition 2030, Ambition+ 2030 et son volet 2)⁸ pour identifier les besoins en hydrogène bas-carbone à un horizon 2030, puis à 2040, pour l'ensemble des branches industrielles (cf. feuilles de route), ainsi que pour la mobilité lourde et la production de carburants de synthèse pour les secteurs aérien et maritime. Selon France Hydrogène, une des priorités de la Stratégie française révisée, en plus des plans sectoriels, doit être la planification du déploiement des capacités de production d'hydrogène requises

⁶ Livre Blanc Acte III, SFEN, 2022.

⁷ Décarboner l'acier : un défi colossal à portée d'hydrogène bas carbone, RGN Mai-Juin 2022

⁸ France Hydrogène Livre blanc 2022

pour remplir ces besoins. Outre les enjeux économiques (partie 2), ce déploiement présente plusieurs enjeux industriels.

1.2.1. Un déploiement d'abord en ruban, dans le cadre de hubs hydrogène

Plusieurs modes de fonctionnement sont aujourd'hui possibles pour les électrolyseurs, selon les besoins qu'ils servent et leur modèle économique, comme, selon RTE, la bande effaçable, la bande non effaçable, ou un fonctionnement complètement flexible. Si certains pays, comme l'Allemagne, prévoient d'utiliser l'hydrogène à terme dans des centrales thermiques, pour compenser, sur un nombre d'heures réduit, la variabilité des renouvelables sur le réseau électrique, le premier usage en France sera, comme on l'a vu, de servir des consommations industrielles continues. Selon RTE⁹ les premiers projets concrets, même si la technologie leur permet a priori un fonctionnement en mode flexible, demandent, dans les accords en cours de raccordement au réseau, un accès complet sans effacement leur permettant de soutirer en continu, y compris aux heures de pointe, pour le plus grand nombre d'heures de fonctionnement possible. Au-delà d'amortir le coût de l'installation d'électrolyse sur le plus grand nombre d'heures possible, le fonctionnement en mode ruban permet, en l'absence d'importants moyens de stockage, de garantir en continu la fourniture d'hydrogène aux utilisateurs et permet aussi de fiabiliser l'installation. On peut noter en effet que le premier grand projet chinois (260MW)¹⁰ de Kupa (Xinjiang) a montré des problèmes techniques à faible facteur de charge.

La présence d'électricité bas carbone sur l'ensemble du territoire permet de rapprocher la production des besoins. Ces grands pôles de consommation industrielle et leur zone d'influence logistique **concentreraient près de 85 % de la demande d'hydrogène à l'horizon 2030**. Cette forte concentration de la demande au sein de 7 bassins déjà identifiés crée une opportunité de mutualisation, et donc d'économies d'échelle, des unités de production importantes, alimentées par le réseau de transport d'électricité (voir figure 3). Au sein des bassins, des moyens de conditionnement, de logistiques et des canalisations seront nécessaires pour relier ces productions semi-centralisées aux usages diffus. Parmi ces zones on trouve notamment les Zones industrielles bas carbone (ZIbac) de Fos-sur-Mer, Dunkerque, le-Havre-Estuaire de la Seine, et la Vallée de la Chimie. La SNH indique qu'un effort particulier doit être fait pour assurer qu'à l'horizon 2030 les principales zones industrielles françaises disposeront toutes de premières capacités de production d'hydrogène.

⁹ Conférence annuelle France Hydrogène, Décembre 2023

¹⁰ <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-worlds-largest-green-hydrogen-project-has-major-problems-due-to-its-chinese-electrolysers-bnef/2-1-1566679>



Figure 3 : Carte des principaux hubs hydrogènes en France

Figure 2 : Carte des principaux hubs hydrogènes en France, source : Document de consultation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France

Une étude publiée par RTE et GRT-Gaz¹¹ étudie aussi la connexion de ces hubs à des infrastructures de stockage, réalisées dans des cavités salines. Ces infrastructures permettraient d'apporter aux hubs hydrogène une sécurité supplémentaire d'approvisionnement mais permettraient aussi de faire fonctionner les électrolyseurs en mode flexible, et de s'effacer à certaines heures pour diminuer le recours à des centrales fossiles d'appoint. La SNH prévoit un premier tracé de 500 kilomètres de nouvelles canalisations, différentes de celles, toujours nécessaires, transportant le gaz naturel pour 2026 ainsi que différentes options réglementaires envisageables

1.2.2. Une sécurité d'approvisionnement en électricité bas-carbone

Comme on l'a vu, en France, l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir du réseau électrique national satisfait déjà aux normes européennes du caractère « bas-carbone », dont le seuil est fixé à 3,38 kgCO₂e/kgH₂. Les émissions du réseau français correspondent à la réalité physique des émissions, ce qui n'est pas le cas, comme on le verra dans la partie 3, de la valeur nulle des émissions normativement associées à la production d'électricité d'origine

¹¹ Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, RTE/GRTGaz, Juillet 2023

renouvelable telle que définie dans l'acte délégué RED II et aujourd'hui encore en vigueur au niveau européen.

Dans son bilan prévisionnel 2035, RTE évalue la demande électrique en 2030 pour la production d'hydrogène à un total annuel de 24 TWh dans son scénario de référence, et à 65 TWh en 2035 (pour 1,2MtH₂), ce qui constitue une des causes principales de l'augmentation de la demande d'électricité.

Alors que RTE a lancé une concertation sur le nouveau schéma de développement du réseau (SDDR), on sait déjà que les projets de décarbonation de l'industrie à Dunkerque, Fos-sur-Mer ou Le Havre nécessitent des renforcements structurants du réseau électrique pour accompagner l'électrification des procédés et l'installation d'électrolyseurs. Des optimisations de la localisation d'électrolyseurs et du dimensionnement du réseau électrique peuvent être envisagées à long terme et doivent être identifiées au cas par cas. De nouvelles mesures de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables prévoient pour cela de simplifier, d'accélérer et d'établir des ordres de classement pour les raccordements électriques des projets de décarbonation industrielle, incluant les installations de production d'hydrogène.

A partir de 2035 au fur et à mesure de la croissance des volumes d'hydrogène, ces hubs territoriaux pourraient être alimentées par des petits réacteurs modulaires (SMR) de type Nuward. La Sfen recommande, dans sa réponse à la SFEC, que la première centrale Nuward (deux réacteurs de 170 MWe chacun) soit conçue pour opérer en mode cogénération électricité/chaleur (310 MWe+100MWth) afin de démontrer un couplage avec des électrolyseurs haute-température, lesquels permettent de produire de l'hydrogène avec un meilleur rendement. La société Genvia¹² travaille aujourd'hui au déploiement de cette technologie brevetée du CEA à l'échelle industrielle, dans son usine près de Béziers.

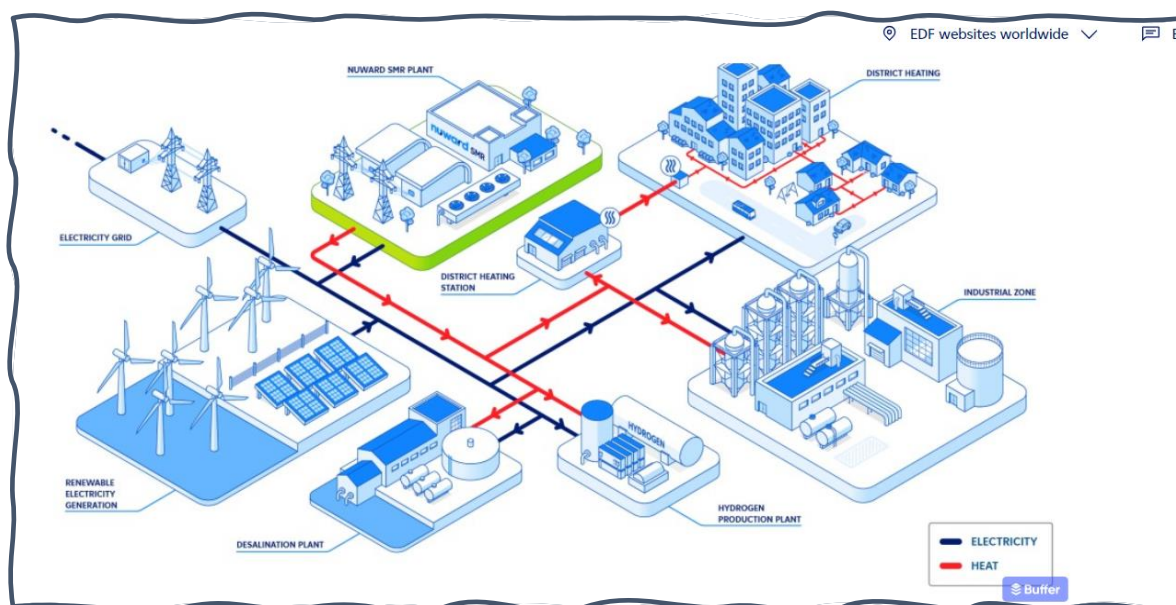


Figure 3 : Schéma de hub énergétique en cogénération (électricité, chaleur), source : Nuward

¹² <https://www.touleco.fr/Hydrogene-Genvia-annonce-le-lancement-de-la-construction-de-sa,40848>

2. Les enjeux économiques

La réussite du déploiement de la production d'hydrogène électrolytique est conditionnelle à sa compétitivité par rapport aux autres filières. Dans cette partie on examine les coûts de production de trois filières de production d'hydrogène propre, dont la maturité est contrastée :

- La filière par vaporeformage, laquelle est opérationnelle et soumise aujourd'hui à un prix du carbone. Elle doit pouvoir disposer demain d'un dispositif de capture et séquestration du carbone (CCS) ;
- La filière électrolyse en production domestique ;
- La filière électrolyse en importation.

La SNH indique en effet que la France sera ouverte aux importations, à mesure que les infrastructures seront disponibles, dans le courant des années 2030. Le travail ci-dessous explicite les fondamentaux du coût de l'hydrogène produit et délivré aux clients finaux suivant les différentes filières ainsi que les incertitudes associées à ces évaluations. Ces incertitudes peuvent avoir une incidence forte sur les dynamiques d'investissement dans les filières. En outre, si de récentes études permettent d'éclairer ces points, la crise des marchés du gaz, comme celle des marchés de l'électricité, ainsi que les réactions politiques qui s'en sont suivies, rendent difficile la lecture des repères économiques à court et moyen terme¹³.

Pour pouvoir mettre en comparaison différents modèles d'affaire de production d'hydrogène, il est nécessaire de bien comprendre sa chaîne de valeur, de la production jusqu'à son utilisation par le consommateur final. Chaque filière présente des défis économiques spécifiques que nous présentons succinctement ci-dessous, et de façon plus ample dans les paragraphes qui suivent cette introduction. Objectiver ces défis et les mettre en perspective avec la stratégie française doit permettre de concevoir des dispositifs en cohérence avec les objectifs visés : le succès de la stratégie française repose sur la nécessité de produire de l'hydrogène propre à des prix compétitifs par rapport aux deux filières alternatives bas carbone. L'analyse montre que si la compétitivité de ces dernières repose sur le jeu de facteurs essentiellement externes (production à l'étranger, marchés mondiaux etc.), celle de la filière domestique dépend de facteurs internes (organisation territoriale, cadre législatif pour la fourniture l'électricité etc.).

Pour la filière vaporeformage avec CCS, le prix du gaz naturel détermine très largement le coût de l'hydrogène produit. L'aversion au risque de prix et de volume des marchés mondiaux suscitée par la récente crise énergétique aura probablement une incidence sur l'importance des contrats de gré à gré pour les industriels concernés. Pour les industriels déjà consommateurs d'hydrogène, aujourd'hui produit par vaporeformage du méthane sans CCS, le coût de la tonne de carbone ou, symétriquement, celui des CCS, sera clef pour la dynamique d'investissements dans la décarbonation de certains sites (ammoniac, raffinage). Pour les sites plus petits, suivant les coûts fixes des vaporeformeurs et de la fourniture d'électricité, une bascule vers la filière électrolyse peut s'avérer compétitive.

Pour la filière électrolyse en production domestique, l'enjeu économique porte principalement sur le mode d'approvisionnement en électricité et son coût. Parmi les différents modes de couplage, il apparaît très clairement qu'en France, un mode base, où l'électrolyseur soutire l'électricité au réseau en bandeau est plus compétitif qu'un modèle où l'électrolyseur

¹³ Par défaut, les conditions économiques sous-jacentes aux analyses développées dans cet avis sont celles d'avant 2021. En outre, sachant que 1 €2020 = 1,03 €2021, on prendra l'année 2021 pour référence des prix (par défaut) quitte à négliger la différence. On précisera par un indice si les prix sont ceux de 2022. Pour information, en 2024, 1€2020 = 1,20€2024.

disposerait d'électricité (EnR ou nucléaire) en mode marginal, c'est-à-dire uniquement lors des creux de consommation et/ou des pics de production. De fait, les demandes de raccordement semblent abonder dans ce sens. Deuxièmement, le coût d'approvisionnement en électricité est central pour la compétitivité de la filière. Tout l'enjeu est alors de déployer les bons modèles d'affaire (par exemple 'PPA'), ou la bonne régulation (par exemple 'CFD' ou 'RAB'), permettant un approvisionnement stable en électricité fondé sur une approche par les coûts. Le nucléaire a clairement un rôle à jouer pour produire un hydrogène compétitif et qui répondent aux besoins de disponibilité des industriels.

Pour la filière électrolyse en importation, l'enjeu économique repose entièrement sur sa capacité à déployer une infrastructure de transport et de stockage qui répondent à la demande en hydrogène dans les délais et à des coûts maîtrisés. De grandes incertitudes demeurent, notamment sur le taux d'utilisation des infrastructures de transport et de stockage, ainsi que sur le coût de transport. Un effet d'annonce de la part de pays comme l'Allemagne qui prévoit d'importer massivement, ou des développeurs sur la compétitivité de l'hydrogène importé, pourrait interférer avec le déploiement d'autres stratégies de production plus locale, en particulier la production française. Or aujourd'hui, si beaucoup d'annonces sont faites, les évaluations économiques présentent de grandes variations essentiellement dû à l'infrastructure aval (jusqu'au client final) dont le coût est incertain. Importer de l'hydrogène produit en péninsule ibérique peut être plus ou moins compétitif qu'une production domestique suivant les hypothèses, mais il est clair que les risques intrinsèques plus élevés (variation de production, incertitudes industrielles, enjeu géopolitique etc.) peuvent être un frein au développement de cette filière.

2.1. Coût de production de l'hydrogène propre (aux bornes de l'installation)

Le calcul économique permet d'objectiver la viabilité d'un projet, dans sa dimension économique ou, d'arbitrer, toutes choses égales par ailleurs, entre différentes options de production d'hydrogène disponibles. Pour évaluer le coût de production d'une installation de production d'électricité, on utilise le LCOE ('Levelized Cost of Electricity' ou coût moyen actualisé de l'électricité). De la même façon, une métrique classique pour évaluer un projet de production d'hydrogène est le LCOH ('Levelized Cost Of Hydrogen'). Elle se calcule comme la sommation des coûts annuels de production actualisés¹⁴ rapporté à la sommation de la production (actualisée) annuelle d'hydrogène.

Définition du LCOH

Le LCOH peut s'interpréter comme le prix minimum calculé *ex ante* (i.e. sur la base d'un jeu d'hypothèses), permettant à l'investisseur un retour sur investissement au taux choisi de son projet de production d'hydrogène sur l'ensemble de sa durée de vie. Le LCOH s'exprime donc en €/kgH₂ et se calcule selon la formule suivante :

Formule du Levelized Cost of Hydrogen

$$LCOH = \frac{\sum_{k=0}^N \frac{CAPEX+OPEX}{(1+t)^k}}{\sum_{k=0}^N \frac{QuantitéProduite}{(1+t)^k}}$$

¹⁴ C'est-à-dire qui tient compte de la dépréciation de l'argent dans le temps ou, symétriquement, qui tient compte de la rémunération du capital.

Où :

- CAPEX représente les coûts d'investissement en € (a priori ceux afférents à l'infrastructure pour produire, mais nous verrons que cette définition peut et doit être étendue).
- OPEX représente les coûts d'opération et de maintenance en €. Par définition, le coût de fourniture en électricité (et de chaleur) y est inclus pour les technologies concernées (la même remarque que pour les CAPEX - entre parenthèses - vaut pour les OPEX).
- t est le taux d'actualisation, en %.
- N est le nombre d'années que dure le projet.
- La *Quantité Produite* est fonction de la taille du projet, du facteur de charge et du rendement de l'électrolyseur, elle s'exprime en kgH₂.

Il existe un double enjeu méthodologique lié à l'utilisation du LCOH :

- **Sur les hypothèses** : il est nécessaire de porter un regard critique sur les hypothèses de calcul en spécifiant leur domaine de validité (le contexte) ainsi qu'en les confrontant aux données existantes dans la littérature existante, qui n'est elle-même pas homogène (CEA, 2022) – tout particulièrement lorsque le calcul se base sur des données de seconde main. Charge aux acteurs d'évaluer la robustesse de ces hypothèses. Compte tenu des incertitudes résiduelles incompressibles, la majorité des options technologiques et des modèles d'affaires partagent des compétitivités proches. Ainsi, il est aujourd'hui difficile de trancher *définitivement* sur la supériorité, du point de vue économique, d'une stratégie plutôt qu'une autre.
- **Sur le périmètre** : L'interclassement économique des options peut être radicalement différent suivant ce que l'on considère comme coûts. « *Quel périmètre choisir ?* » devient un enjeu méthodologique structurant. Du point de vue de la collectivité, qui est celui d'une stratégie nationale, il est clair qu'une vision systémique de la production à la distribution est impérative. **Pour un pays dont la stratégie hydrogène est la production domestique plutôt que l'importation (sur la base de considérations extra-économiques), la Sfen milite fortement pour la prise en compte de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène dans le calcul économique (du puits au point de consommation).**

2.1.1. Hydrogène bas-carbone d'origine fossile

La production d'hydrogène bas-carbone d'origine fossile consiste à produire de l'hydrogène fossile selon la méthode actuelle de vaporeformage du méthane, émettant 10 kgCO₂e/kgH₂¹⁵, puis de capter suffisamment de carbone pour passer sous le seuil des 3 kgCO₂e/kgH₂, ce qui n'est pas assuré en l'état actuel des technologies industrielles (**il faudra être particulièrement attentif aux fuites de méthane**). Le carbone capté peut alors être liquéfié et stocké dans des cavités géologiques, salines, marines, ou des aquifères. Aux infrastructures de la production d'hydrogène fossile, il faut ajouter celles du captage, du transport et du stockage du CO₂, qui comportent chacune des risques de fuite susceptible de détériorer l'intensité carbone de l'hydrogène ainsi produit. Selon France Stratégie¹⁶ (dont la source est l'AIE), les émissions résiduelles de GES pour produire de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile sont en l'état technologique actuelle de l'ordre de 28% du processus de référence ce qui correspond en gros à la fraction de carbone non capté et les fuites de méthane à l'amont. Les émissions

¹⁵ CRE, 2021.

¹⁶ France Stratégie : Les coûts d'abattement - Partie 4 – Hydrogène (2022)

correspondantes sont de l'ordre de 2,8 kgCO_{2e}/kgH₂, en-deçà du seuil fixé par l'Europe, mais avec peu de marge d'erreurs sur les estimations.

Le coût de production de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile est déterminé par le coût de provision en combustible fossile, puis du coût de la technologie de CCS. Avec un prix du gaz naturel situé entre 20 et 40 €₂₀₂₁/MWh_{PCS} dans les conditions économiques d'avant 2021, le coût de l'hydrogène produit se situe entre 1 et 2 €₂₀₂₁/kgH₂¹⁷ avant prise en compte des effets des GES. A cela s'ajoute l'ensemble des infrastructures nécessaires pour réduire le contenu carbone de l'hydrogène, donc un coût supplémentaire évalué pour les technologies de CCS classiques entre 0,21 (pour les évaluations les plus optimistes) et 1,45 €₂₀₂₁/kgH₂¹⁸. **Selon ces calculs, le prix de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile se situe entre 1,2 et 3,5 €₂₀₂₁/kgH₂¹⁹ - avec pour hypothèse sous-jacente structurante, un prix du gaz naturel situé entre 20 et 40 €₂₀₂₁/MWh_{PCS}.**

Toutefois, la flambée des prix sur le marché du gaz jusqu'au début de l'année 2023 a fortement détérioré la performance économique de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile. Le coût de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile se situait alors dans une fourchette allant de 4 à 5 €₂₀₂₁/kgH₂. En prenant, un prix de la tonne de carbone à 100 € ou symétriquement, un coût du CCS à 1 €/kgH₂, **l'hydrogène d'origine fossile, bas-carbone ou non, affichait un LCOH de l'ordre de 5 à 6 €₂₀₂₁/kgH₂. Cet épisode rappelle que la structure de coût de l'hydrogène bleu le rend dépendant du cours des marchés fossiles mondiaux.**

Bien que le prix du gaz naturel européen soit repassé dans une gamme de prix semblable à celle d'avant 2020, il est probable que la filière ne souffre de manière durable d'un manque de confiance des acteurs industriels (aversion au risque) et d'une volonté de nombreux industriels de s'affranchir, en passant à l'hydrogène, d'une dépendance vis-à-vis du gaz naturel. Enfin, il est clair que la nouvelle donne des relations géopolitiques russo-européennes ne jouera pas en faveur du développement de cette filière.

2.1.2. Coût de production de l'hydrogène par électrolyse

De nombreuses études récentes (ADEME 2021 ; RTE, 2020 ; EDF, 2020 ; CRE, 2021 ; CEA 2022 et AEN 2022) cherchent à établir des fourchettes de coût pour l'hydrogène propre électrolytique. Ces études diffèrent par le périmètre des coûts : certaines ne considèrent que les coûts de production *stricto sensu* aux bornes de l'unité de production (c'est le cas de l'ADEME²⁰) ; d'autres tiennent compte des coûts liés à la chaîne aval (c'est le cas de RTE²¹). En outre, à périmètre équivalent les coûts des différentes briques de l'infrastructure diffèrent également.

¹⁷ Voir (AIE, 2019) ou (RTE, 2020) par exemple.

¹⁸ Le Captage et Stockage géologique du CO₂ (CSC) en France, ADEME, Juillet 2020

¹⁹ Fourchette en cohérence avec la littérature existante. Voir B. CHARMAISON (CEA, 2022) : « Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone » (Revue de l'énergie n°663). Pour les hypothèses suivantes : rendement de 76 % PCI ; prix du gaz naturel à 30 €/MWh_{PCS} ; coût du dispositif de CCS 1 €/kgH₂ ; l'auteur aboutit à un LCOH de 2,46 €/kgH₂.

²⁰ Dans (ADEME, 2021), seuls les coûts de production sont pris en compte. Suivant ce périmètre, pour la filière de production domestique, une production « marginal EnR » est moins cher de l'ordre de 1 €/kgH₂ produit par rapport à une production en « base » en 2020, 2030 et 2050. Si pour les usages diffus, le choix d'un tel périmètre n'importe que peu ; pour les usages industriels, les moyens « de stockage ou de back-up » et d'acheminement sont des enjeux clefs.

²¹ (RTE, 2021) intègre les coûts de transport et obtient les résultats suivants : 7,3 €/kgH₂ pour le mode de production « Marginal renouvelable ou nucléaire », 3,8 €/kgH₂ pour le mode « Autoproduction PV » et enfin 3,0 €/kgH₂ pour le mode « Base hors situation de tension ». Mettant en exergue les coûts de transport.

Une revue de la littérature permet de tirer quelques enseignements sur les variables structurantes du coût. Le LCOH de l'hydrogène électrolytique en production domestique est sensible :

- **Au coût des électrolyseurs** : Trois technologies d'électrolyseurs se partagent aujourd'hui le marché²². Deux technologies fonctionnent à basse température, il s'agit de la technologie d'électrolyse **alcaline** et celle d'électrolyse à membrane échangeuse de protons (**PEM**). Une troisième technologie, l'électrolyse haute température (750- 800 °C), HT dans la suite, utilise des oxydes solides, on parle **d'électrolyseurs SOEC** (Solid Oxyde Electrolyzer Cell). Cette dernière technologie, très prometteuse du fait de son haut-rendement²³, dispose d'un taux de maturité technologique (TRL) moins élevé.

La construction d'électrolyseurs plus puissants, l'innovation et les effets d'échelle sont parmi les principaux leviers de baisse des coûts. Les coûts projetés à 2050 pour les électrolyseurs PEM (PEMEC sur la figure) et alcalins (AEC sur la figure) devraient se situer autour de 300€₂₀₂₁/kWe, selon la puissance nominale de l'installation. Pour les SOEC, on se situerait autour de 400€₂₀₂₁/kWe. Il va de soi que ces évaluations seraient à revoir compte tenu de l'évolution récente des prix des matériaux et des composants. Cette nouvelle donne ne concerne pas seulement la filière électrolytique. Une réévaluation technico-économique des différentes technologies est largement hors champ du présent avis.

Une forte baisse des coûts liée à un effet d'apprentissage fort apparaîtrait autour de 2030-2040 suivant la technologie et la puissance de l'installation²⁴. Ceci milite fortement pour la structuration, dès aujourd'hui, d'une filière industrielle afin de produire un hydrogène compétitif à ces horizons de temps quel que soit le modèle d'affaire ;

- **Au taux de charge des électrolyseurs** : un nombre d'heures de fonctionnement²⁵ élevé permet d'amortir les sommes investies, sans hypothèse supplémentaire sur le modèle d'affaire. En outre, une fourniture d'électricité en ruban (>7000 heures par an) évite les dégradations liées aux montées de charge. Economiquement, en France, la majorité des études (CRE, 2021²⁶; RTE, 2020²⁷ ; CEA, 2022) convergent vers la conclusion suivante : **une fourniture continue d'électricité, en base hors période de tension est le mode de fonctionnement optimal des électrolyseurs**. Lorsque le producteur d'hydrogène s'approvisionne en électricité au prix de marché, (RTE, 2020) met en lumière un compromis entre taux d'utilisation élevé de l'électrolyseur, qui par définition tire à la hausse le facteur de charge, et accès à des prix de marché faibles qui suppose de réduire le temps d'utilisation de l'installation aux heures où le système électrique dispose de marges de production nucléaire ou renouvelable.

²² Les électrolyseurs à membrane échangeuse d'anions (AEM) sont une quatrième voie technologique. Voir par exemple la société Gen-Hy ou ENAPTER.

²³ En particulier dans un couple SOEC/nucléaire. En effet les réacteurs, en fournissant une source de chaleur décarbonée pourraient servir à produire efficacement de l'hydrogène issu de telles technologies. De plus, ces électrolyseurs sont conçus pour fonctionner en continu, le couple SOEC/nucléaire offre des perspectives prometteuses pour le développement d'une filière d'électrolyseur haute température compétitive hybridée avec des réacteurs EPR2 installés dans le cadre du programme Nouveau Nucléaire France.

²⁴ <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c58ae3ff&appId=PPGMS>

²⁵ Celui-ci est déterminé au premier ordre par le mode d'approvisionnement en électricité (en base, marginal EnR ou nucléaire, en autoproduction avec un parc solaire par exemple).

²⁶ <https://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2021/06/GT4-Rapport-final-Hydrog%C3%A8ne.pdf>

²⁷ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

En outre, du point de vue des industriels, disposer d'un approvisionnement continu d'hydrogène est nécessaire dans les process. Dans le cas d'un approvisionnement intermittent (soit en autoproduction, soit en fourniture sur le marché lors des pics de production ou creux de consommation), les fondamentaux technico-économiques imposent de disposer d'une infrastructure de stockage à dimensionner suivant les besoins. C'est un coût supplémentaire ;

- **Au prix de l'électricité** : au-delà des estimations qu'elle fournit, l'étude du CEA parue dans la Revue de l'énergie (CEA, 2022) montre, entre autres, que le prix de l'électricité (vu comme un coût pour le producteur d'hydrogène) est la variable déterminante dans le prix de production domestique de l'hydrogène. Dans un scénario de fonctionnement en autoproduction, le coût de l'électricité produite par les renouvelables en France (certes relativement bas) ne permet pas de compenser le faible nombre d'heures de fonctionnement. Il en résulte un hydrogène moins compétitif que celui produit par électrolyse alcaline soutirant au réseau l'électricité 8000 heures par an (fonctionnement en base) et dont l'approvisionnement électrique est adossé à des contrats de long terme avec des producteurs type 'PPA' : de l'ordre de **2,7 à 3,5 €₂₀₂₁/kgH₂ pour un prix de l'électricité rendue site entre 45 et 60 €₂₀₂₁/MWh.**

EDF, dans une contribution aux travaux de la stratégie française énergie-climat (EDF, 2020), estime de son côté ce coût dans une fourchette de 3,5 à 4 €₂₀₂₁/kgH₂, pour un prix de marché de l'électricité de l'ordre de 50 €₂₀₂₁/MWh. Cette fourchette est en cohérence avec (CRE, 2021) qui, citant (EDF, 2020) par ailleurs, estime les coûts de production de l'hydrogène à l'horizon 2030 à 4,3 €₂₀₂₁/kgH₂ et 3,1 €₂₀₂₁/kgH₂ pour une électricité rendue site de 62,2 €₂₀₂₁/MWh et 46,2 €₂₀₂₁/MWh²⁸. Sans fournir d'indications de prix d'approvisionnement, (RTE, 2020) donne une fourchette de coût entre 3 et 4 €₂₀₂₁/kgH₂ pour des facteurs de charge supérieurs à 60% (cf. figure 5). **Pour la France, en gardant bien en tête que le jeu d'hypothèses reste déterminant dans l'évaluation, on pourra retenir une fourchette « cible » des coûts de production de l'hydrogène électrolytique bas-carbone à horizon 2030 de 4 à 5 €₂₀₂₁/kgH₂ dans les conditions économiques d'avant 2021, pour un mode de fonctionnement en base et pour un coût de l'électricité rendu site entre 60 et 80 €/MWh, plus proche des fondamentaux de marché à terme.**

²⁸ Ce qui correspond à la somme de la fourniture au prix de marché (respectivement 60 et 44 €/MWh), et au tarif d'acheminement TURPE pour les électro-intensifs (2,2 €/MWh). Le taux de charge est > 50%.

Compétitivité des différentes filières de production d'hydrogène à l'international (OCDE-NEA, 2022)

Au niveau international, (NEA, 2022²⁹) en faisant l'hypothèse d'une électricité rendue site à un prix égal au LCOE, ce qui peut s'interpréter comme des contrats d'approvisionnement à prix fixe (au niveau du LCOE pourvu que l'actualisation modélisée corresponde à la rentabilité des développeurs de projet) entre producteur d'électricité et producteur/consommateur d'hydrogène³⁰, obtient les résultats suivants (cf. figure 6). **Le nucléaire existant en service semble avoir un rôle pivot à jouer dans la production domestique d'un hydrogène compétitif.** A savoir que le LCOE du nucléaire prolongé (LTO) est très bas de l'ordre de 32 \$₂₀₂₁/MWh. Celui du solaire ('Solar – EU'), moins optimiste que dans l'étude du CEA : 42 \$/MWh³¹ vs. 20 €/MWh ;

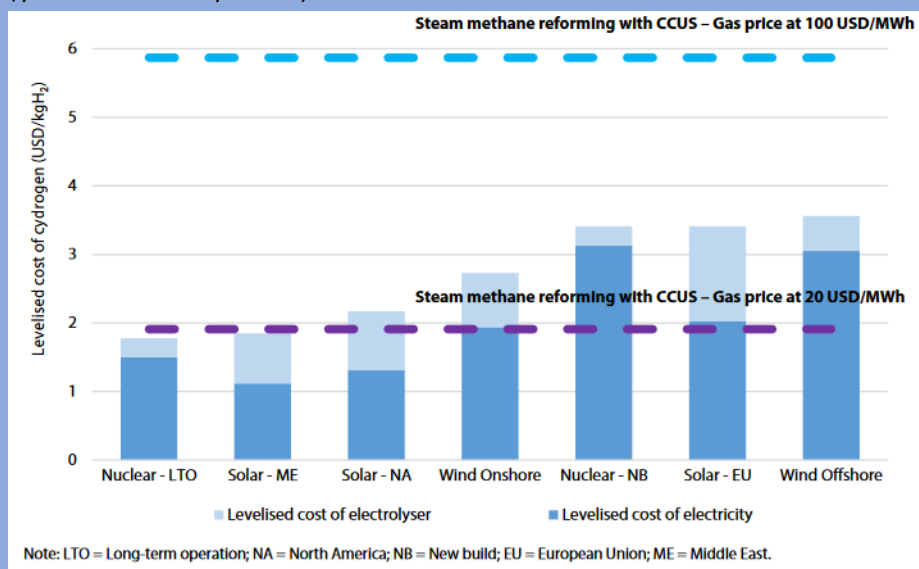


Figure 4 : LCOH par électrolyse pour différents moyens de production de l'électricité (NEA, 2022)

2.2. Coût de l'hydrogène importé et distribué au consommateur final

D'emblée il faut souligner l'avantage temporel clair à disposer d'une filière de production d'hydrogène par électrolyse connecté au réseau domestique. Une telle stratégie de production permet de se dégager des incertitudes, liées aux infrastructures de transport notamment, qu'elles portent sur la disponibilité intrinsèque ou opérationnelle. Une stratégie trop dépendante des importations exposerait l'approvisionnement en hydrogène propre à la volatilité des futurs marchés internationaux centralisés (hors contrats passés de gré à gré) dont les mécanismes actuels de fixation des prix peuvent s'écarter significativement du coût de revient, en témoigne la situation des marchés du GNL (gaz naturel liquéfié) sur la période 2020-2022.

Pour apprécier la compétitivité de l'hydrogène importé, il faut **consolider l'ensemble des coûts aval jusqu'à livraison (compression, stockage, transport) avec le LCOH** : certains parlent de LCOH distribué (LCOHD) pour marquer la différence. En particulier dans le cas des filières d'importation européenne et extra-européenne pour lesquelles le coût de la chaîne aval

²⁹ NEA, 'The Role of Nuclear Power in the Hydrogen Economy' (2022)

³⁰ Plus précisément, suivant l'actualisation prise dans le calcul du LCOE, on sera plutôt sur un modèle d'autoproduction ou sur un modèle 'PPA' (actualisation qui tient compte de la rémunération du producteur).

³¹ Le solaire dans l'étude (NEA, 2022) est situé en Union européenne et pas spécifiquement en péninsule ibérique (qui bénéficie d'un fort taux d'ensoleillement) comme c'est le cas dans (CEA, 2022). Ceci peut expliquer la différence entre les hypothèses de LCOE.

représente respectivement de quelques dizaines de pourcents jusqu'à la moitié du coût de la production de l'hydrogène (NEA, 2022) ; là où une production domestique sur des bassins industriels présente des coûts avaux beaucoup plus faibles (en relatif et en absolu).

Une récente étude (Galimova et al., 2023)³² a mis en évidence plusieurs résultats sur la compétitivité de la filière importation par rapport à une production domestique : d'abord, sous un jeu d'hypothèses moyennes à la fois en Finlande et en Allemagne, l'hydrogène importé est plus cher que l'hydrogène produit domestiquement. En outre, une production pour une consommation locale d'hydrogène s'avère être la solution la plus compétitive, ce qui montre en creux l'importance des coûts aval en particulier ceux de transport : ils représentent un total de 29 à 63 % du coût total, variant en fonction du pays d'importation au premier ordre. Le transport par pipeline (depuis le Maroc par exemple) peut s'avérer dans certains cas moins coûteux que le transport par bateau (depuis le Chili par exemple). En tant qu'infrastructure capitalistique, le transport par pipeline sera très dépendant du coût d'accès au capital. Ainsi, dans le cas du transport par pipeline depuis le Maroc, les coûts de transport sont réduits de l'ordre de 13 % en passant d'un financement de 9 à 7 % et de 25 % lorsque ce dernier est réduit à 5 %. Dans la même veine, Fraunhofer, un équivalent du CEA pour l'Allemagne, a produit un benchmark économique de la production et livraison d'hydrogène vers l'Europe depuis 39 régions à travers 12 pays dans le monde³³. L'étude réalisée évalue les coûts de l'hydrogène livré en depuis l'étranger entre 140 à 285 €/MWh (soit 4,7 à 9,5 €/kgH₂) à l'horizon 2030, par voie maritime ou par pipeline terrestre. Pour l'hydrogène gazeux livré par pipeline de la péninsule ibérique et d'Afrique du Nord, les coûts de livraison s'établissent entre 134 et 180 €/MWh (4,5 à 6,0 €/kgH₂), sous réserve du déploiement très incertain à cet horizon d'un réseau interconnecté (EU H₂ Backbone).

2.2.1. La compression

La compression est souvent nécessaire car l'hydrogène a une masse volumique très faible. Compresser le gaz répond à une contrainte technique, soit qu'elle découle d'un arbitrage économique pour le transport de l'hydrogène, et dont le coût doit alors être inclus à celui de l'hydrogène distribué, soit qu'elle est liée à l'usage qui en est fait, pour la mobilité lourde par exemple. En plus du coût de CAPEX et d'OPEX de l'infrastructure de compression, cette dernière s'accompagne d'une perte de rendement PCI de l'hydrogène (cf. figure 7).

Selon l'IRENA²⁹, les coûts de compression, relativement faibles au regard des autres coûts, ne constituent pas un défi économique. L'Agence note toutefois que la compression (vue comme brique de la chaîne de valeur de l'hydrogène) peut être un facteur technique limitant à l'émergence de certains services de flexibilité. L'étude menée par GRT gaz et RTE (GRTs, 2023)³⁴ reprend la valeur intermédiaire de l'étude des opérateurs gaziers européens (3,4 M€/MWe).

2.2.1. Le stockage

Différentes technologies de stockage existent en fonction des besoins et des contraintes. Détaillons-en deux, particulièrement importantes dans l'écosystème hydrogène, ainsi que les réponses techniques actuellement apportées.

³² Tansu Galimova, Mahdi Fasihi, Dmitrii Bogdanov, Christian Breyer, Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland, Applied Energy, Volume 347, 2023, 121369, ISSN 0306-2619

³³ <https://www.hydrogeninsight.com/production/which-countries-will-offer-the-cheapest-green-hydrogen-and-derivatives-to-europe-in-2030-/2-1-1497976>

³⁴ GRTgaz, RTE : Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, 2023.

La continuité des process industriels. Certaines industries ont (ou projettent) un besoin continu en hydrogène. Cela peut impliquer de surdimensionner les électrolyseurs par rapport aux besoins réels et de stocker le surplus d'hydrogène pendant les périodes de production pour pouvoir le distribuer lorsque l'électrolyseur est à l'arrêt. Plus le facteur de charge de l'électrolyseur est faible, plus le stockage et le surdimensionnement nécessaire sera conséquent. Les cavités salines, géologiques ou aquifères constituent les solutions de stockage privilégiées (pour un usage quotidien ou inter-saisonnier³⁵). Des infrastructures existent déjà pour le stockage d'hydrogène, majoritairement en cavité saline.

Les coûts de ces technologies varient fortement de l'une à l'autre. Les cavités salines sont déjà existantes, il « suffirait » donc d'installer un système de pipe et de valve, d'où un relativement faible coût d'investissement comparé aux systèmes de liquéfaction et de compression qui appellent à un investissement bien plus important. Le Department Of Energy (DOE) donne les coûts de ces technologies dans un rapport du laboratoire national Argonne³⁶.

La France dispose d'un gisement de stockage souterrain plus réduit comparé à d'autres pays, notamment ceux situés en Europe centrale³⁷. En outre, les gisements français sont localisés dans des régions spécifiques ce qui nécessitera de rationaliser la décision par le calcul afin d'éviter toutes sous-performances économiques liées aux coûts de l'infrastructure de transport des lieux de stockage (peu chère) au lieu de consommation. Dans une telle configuration, un mode de fonctionnement des électrolyseurs en base donne l'avantage de s'affranchir de ces contraintes.

2.2.2. Le transport

Le transport de l'hydrogène est un maillon essentiel de la chaîne hydrogène. Son coût est central dans les différents modèles d'affaires portés par les investisseurs. Les enjeux économiques liés au transport sont de deux ordres³⁸. **Un premier enjeu porte sur le mode de transport de l'hydrogène.** L'hydrogène peut être transporté sous forme gazeuse, liquide ou alors incorporé à une autre molécule comme l'ammoniac ou les 'Liquid organic hydrogen carrier' (LOHC). Cette dernière technique connaît un regain d'intérêt car elle permet d'utiliser toutes les infrastructures pétrolières de stockage dans les tankers déjà existantes³⁹. **Un second enjeu porte sur le moyen de transport de l'hydrogène.** Il en existe trois principaux : le transport par camion, par pipeline et par bateau. L'IRENA⁴⁰ fournit une grille des coûts du transport optimal (mode et moyen) selon la distance et les volumes journaliers. Ainsi, à partir de quelques milliers de kilomètres, il vaudra mieux transporter l'hydrogène par voie maritime sans pouvoir se prononcer sur le mode (très probablement sous forme liquéfiée ou LOHC pour bénéficier de l'infrastructure pétrolière).

³⁵ Voir par exemple l'étude suivante pour le dimensionnement selon le mode de fonctionnement : https://mig.minesparis.psl.eu/wp-content/uploads/2019/01/MIG2018_H2_STOCKAGE.pdf

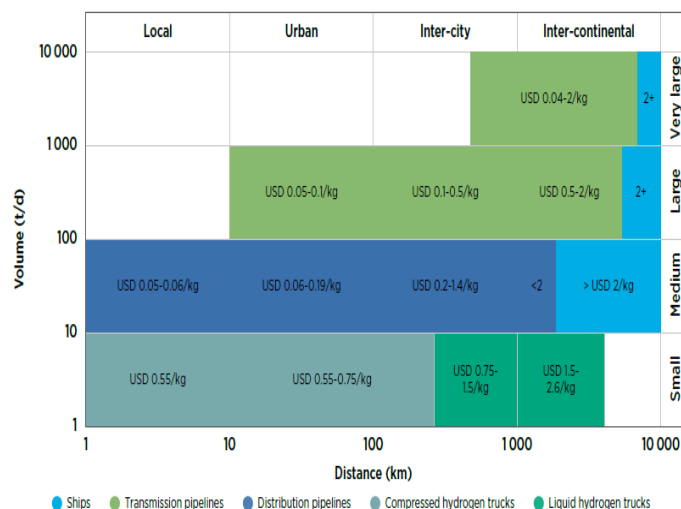
³⁶ Economic Data and Modeling Support for the Two Regional Case Studies, Argonne National Laboratory

³⁷ Groupe d'intérêt économique Hydrogen Backbone.

³⁸ Ce qui n'exclut pas la possibilité de dépendance entre eux. De fait, il y en a. Par exemple, on ne transportera pas par bateau (question du moyen) de l'hydrogène sous forme gazeuse (question du mode).

³⁹ <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/stocker-lhydrogene-par-voie-chimique-grace-au-procede-lohc-102990/>

⁴⁰ Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal, IRENA, 2022



Notes: A typical pressure for compressed hydrogen trucks is 500 bar for a 11 t capacity (Wulf et al., 2018).
Source: (Energy Transition Commission, 2021a; Li et al., 2020).

Figure 5 : Prix de différentes technologies de transport en fonction de la distance et du débit, source : IRENA, 2022

Des incertitudes demeurent :

- **Pour les pipelines**, le défi vient de la faisabilité technico-économique à faire transiter l'hydrogène par les infrastructures gazières existantes ('blending' ou 'repurposing'⁴¹) ou, de la capacité à construire des canalisations dédiées à un coût compétitif⁴². Aujourd'hui, les exploitants gaziers annoncent pouvoir supporter jusqu'à 20% d'hydrogène dans les gazoducs (transport par 'blending'). Toutefois, des contraintes techniques et/ou réglementaires liés aux seuils de mélange de l'hydrogène dans le gaz pour assurer le bon fonctionnement par l'utilisateur final de ses installations (turbines, chaudières etc.) complexifient l'ensemble.
- **Pour le transport maritime**, la possibilité technique de disposer d'un tel moyen de transport pour l'hydrogène pur n'est pas acquise : à ce jour seules de très petites quantités d'hydrogène sont transportées par bateau⁴³ (75 tonnes, sur un trajet Australie-Japon). Alors que la température de liquéfaction du méthane est de -161°C à pression atmosphérique, celle de l'hydrogène est de - 252,87 °C à pression atmosphérique. Ceci complique l'usage d'un méthanier. La solution qui consiste à utiliser les LOHC est une voie possible. Cependant, des incertitudes demeurent, notamment celles liées à l'intensité carbone, la gestion thermique et le coût de l'électricité produite pour transformer l'hydrogène⁴⁴. Une autre option, de plus en plus envisagée, consiste à transporter de l'ammoniac et le craquer en hydrogène au niveau des ports avant une distribution par camion ou par canalisation. Mais ceci suppose de

⁴¹ Le 'repurposing' – qui n'a pas été repris dans la stratégie - consiste en la conversion de l'infrastructure de transport de gaz fossile en une infrastructure de transport dédiée à l'hydrogène. Il existe des contraintes matérielles telles que la maîtrise des variations de pression dans les tuyaux, ce qui implique un flux continu d'hydrogène à l'intérieur (donc une production continue).

⁴² Le coût du projet « H2Med » est estimé à 2,5 milliards d'euros, ce qui inclut la construction d'une canalisation sous-marine de 455 km entre Barcelone et Marseille. L'installation devrait être opérationnelle d'ici 2030. En faisant l'hypothèse d'une durée d'exploitation de 20 ans, et un transport de l'ordre de 2 millions de tonnes par an d'hydrogène (d'après les déclarations de politiques), on aboutit à un coût moyen de l'ordre de 0,14 €/kg/1000 km (pour la seule partie Barcelone-Marseille).

⁴³ Hydrogen Forecast To 2050, DNV, 2022.

⁴⁴ En particulier, il faut que les pays importateurs et exportateurs disposent d'une électricité décarbonée pour la transformation de l'hydrogène.

pouvoir gérer la toxicité de l'ammoniac et le coût environnemental et économique de l'opération de craquage, fortement consommatrice d'énergie. Enfin, le bateau qui transportera l'hydrogène devra être bas-carbone au risque d'annuler tout bénéfice environnemental. Les voies « LOHC » et « ammoniac » présentent des incertitudes en termes de coût bien plus élevées. Les coûts de reconversion de la molécule dominent largement, là où le transport ne représente qu'une fraction relativement faible (quelques pourcents) du coût total situé entre 1 €/kgH₂ et 2 €/kgH₂ pour la voie « LOHC » et 1,25 €/kgH₂ et 2,6 €/kgH₂ pour la voie « ammoniac »⁴⁵.

⁴⁵ Joint Research Center, EC, "Assessment of Hydrogen Delivery Options" (2021).

3. Des enjeux réglementaires

Comme on l'a vu, le futur marché de l'hydrogène propre représente des enjeux industriels et économiques colossaux. C'est un marché entièrement nouveau, et sa réglementation est en cours de construction et d'achèvement, en particulier au niveau européen avec l'introduction en 2021 des paquets législatifs « Fit-for-55 » et « marchés du gaz et de l'hydrogène ». Toutefois, ce socle juridique européen présente aujourd'hui des biais importants en faveur de l'hydrogène renouvelable, que ce soit dans les méthodologies pour comptabiliser le bilan carbone de l'hydrogène, ou dans les politiques de soutien à l'offre et à la demande d'hydrogène.

Par comparaison, les récentes annonces des Etats-Unis⁴⁶ montrent que la concurrence internationale est lancée. Avec l'*Inflation Reduction Act (IRA)*, le gouvernement fédéral américain a établi un mécanisme « simple » pour favoriser la production du « clean hydrogen » (hydrogène propre) avec un crédit d'impôt sur une durée de 10 ans pour les constructions démarrant avant 2033 et pouvant aller jusqu'à 3 USD₂₀₂₂/kgH₂ en fonction du taux d'émissions de GES résultant de l'analyse de cycle de vie de l'hydrogène produit⁴⁷, qu'il soit issu de sources renouvelables, nucléaires ou fossiles avec captation des GES. Cette approche de neutralité technologique accorde ainsi un premium aux formes les plus décarbonées de production d'hydrogène. A noter aussi que l'hydrogène propre est défini de manière très pragmatique comme de l'hydrogène produit « *par un processus qui entraîne un taux d'émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie ne dépassant pas 4 kgCO₂e/kgH₂ » et ne dépassant pas 2 kgCO₂e/kgH₂ pour sa production.* Ce crédit d'impôt ne s'applique qu'à l'hydrogène propre produit sur le sol américain.

3.1. Des projets de réglementation fragmentés

Dans son plan REPowerEU, la Commission européenne évalue les investissements nécessaires à la mise en œuvre de son «hydrogène», visant à produire 10 millions et importer 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable à 2030, entre 335 et 471 milliards d'euros, dont 200 à 300 milliards pour la production additionnelle d'électricité renouvelable. Pourtant, à la différence de la situation américaine, les industriels européens font face à une véritable mille-feuille réglementaire puisqu'il n'existe aucune législation européenne consacrée spécifiquement à l'hydrogène.

Une note de l'IFRI⁴⁸ de septembre 2022 documente le **caractère complexe, fragmenté et incertain du cadre réglementaire européen sur l'hydrogène**, avec plus de 10 instruments législatifs en cours d'être débattus, en incluant une révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED III), le règlement et la directive sur les règles communes pour les marchés du gaz et de l'hydrogène, ou des règlements dédiés pour les transports aériens et maritimes. Cette situation manque aujourd'hui d'une vision cohérente, et crée un grand climat d'incertitude pour les investisseurs sur des sujets aussi importants que les définitions de l'hydrogène, les mécanismes de soutien de l'offre et de la demande, et les normes.

⁴⁶ MWE: HYDROGEN TAX BENEFITS UNDER THE INFLATION REDUCTION ACT (September 9, 2022).

⁴⁷ Il existe deux seuils : un premier fixé à 4 kgCO₂e/kgH₂ qui fixe l'éligibilité au programme de crédit, et l'autre à 0,45kgCO₂e/kgH₂ correspondant au crédit de 3 USD/kgH₂.

⁴⁸ Appréhender et résoudre les dilemmes liés au déploiement de l'hydrogène dans l'UE Notes de l'IFRI, Septembre 2022.

3.2. L'hydrogène bas-carbone, chaînon manquant de la législation européenne

Dans sa Stratégie sur l'hydrogène pour l'UE présentée à l'été 2020, la Commission européenne reconnaissait le rôle que devaient jouer différents types d'hydrogène pour se substituer à l'hydrogène conventionnel produit à partir du gaz fossile, ciblant à la fois l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone, qui peut être produit à partir d'électrolyse de l'eau par de l'électricité nucléaire et renouvelable sur le sol européen. Le cadre réglementaire proposé par la Commission européenne à partir de 2021 s'est pourtant centré principalement sur la production et l'usage d'hydrogène renouvelable, laissant peu de place à l'hydrogène bas-carbone.

L'hydrogène bas-carbone a d'abord fait l'objet d'une définition légale et d'un système de certification introduits dans la directive sur les marchés du gaz et de l'hydrogène, présentée en décembre 2021. Il y est défini comme « *l'hydrogène dont la teneur énergétique provient de sources non renouvelables et qui respecte un niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70 %* » en comparaison à l'hydrogène fossile, une définition large incluant tout à la fois des modes de production tels que l'électrolyse à partir d'électricité nucléaire ou la production à partir de gaz fossile associée à du captage et séquestration du carbone (CCS). Au cours des discussions, Parlement européen et Conseil se sont entendus pour définir plus précisément ce seuil d'émission à 3,38 kgCO₂e/kgH₂, en alignement avec le seuil en vigueur pour l'hydrogène renouvelable. **Mais la réforme ne s'accompagne d'aucune mesure de soutien spécifique à l'offre ou à la demande d'hydrogène bas-carbone.**

Dans ses deux communications de mars et mai 2022⁴⁹ sur le plan REPowerEU, la Commission rappelait bien, relativement à son plan d'accélération de l'hydrogène, que « *d'autres formes d'hydrogène non fossile, comme l'hydrogène nucléaire, jouent également un rôle en remplacement du gaz naturel* ». La production annuelle des 10 millions de tonnes d'hydrogène propre visée par REPowerEU implique un besoin annuel en électricité supplémentaire de l'ordre de 550 TWh d'électricité, soit l'équivalent de la production électrique en 2010 en France (source : RTE, Bilan électrique 2021). Produire ces volumes à partir d'une seule filière de production électrique impliquerait un besoin d'environ 350 GW de solaire, ou 145 GW d'éolien en mer, ou encore 70 GW de nucléaire. Face à ces échelles, l'Europe doit pouvoir s'appuyer sur un mix diversifié d'électrons renouvelables et nucléaire. Il faut noter néanmoins que ce texte n'est ni législatif ni réglementaire à proprement parler, et qu'il n'instaure aucun objectif de production d'hydrogène bas carbone pour l'Union.

La législation en préparation centrée principalement sur l'hydrogène renouvelable faisait en ce sens porter un risque sur la réussite des stratégies européenne et française de production domestique. Par ces choix, les législations contrevenaient au libre-choix énergétique des États membres pourtant reconnu par les traités de l'UE (article 194 du traité FUE). C'est pourquoi dans une lettre de septembre 2022⁵⁰, adressée à la commissaire européenne de l'énergie, la ministre française de la transition énergétique déplorait que « *les règles actuelles de production d'hydrogène 'vert' ne laissent que peu de place à l'électricité « bas carbone » produite en France, en grande partie par le nucléaire* ».

⁴⁹ REPowerEU : Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable 8 mars 2022

⁵⁰ Euractiv France 18 septembre 2022 : Agnès Pannier-Runacher demande à la Commission d'introduire l'hydrogène issu du nucléaire dans la stratégie hydrogène de l'UE.

On peut en effet s'étonner que la Commission traite l'hydrogène de façon différenciée suivant qu'il soit produit à partir de nucléaire ou de renouvelable, étant donné que :

- Le JRC (Joint Research Center) d'Euratom a confirmé, dans son rapport de mars 2021⁵¹ l'absence de preuve basée sur des données scientifiques que *“l'énergie nucléaire produirait plus de préjudice à la santé humaine ou à l'environnement que les autres sources de production d'électricité déjà incluses dans la taxonomie en tant qu'activités permettant d'atténuer le changement climatique »*.
- La crise des marchés de l'énergie en Europe a vu à la fois une remise en cause des fermetures programmées d'installations nucléaires (ex : en Belgique Doel 4 et Tihange 3) ou une accélération des programmes de constructions neuves (ex : Dukovany en République Tchèque).
- Seul le caractère décarboné de la production d'hydrogène doit primer dans les stratégies européennes vers la neutralité carbone, ceci afin de disposer d'hydrogène en quantités suffisantes et à des prix les plus compétitifs.

3.3. La lente et progressive reconnaissance de l'hydrogène bas-carbone

A la suite de la mobilisation de la France et certains pays alliés de l'Alliance européenne du nucléaire, les négociations entre Etats ont permis d'introduire davantage d'ouverture en accordant petit à petit un rôle pour l'hydrogène bas-carbone dans les différentes législations.

Tout d'abord, plusieurs textes issus du paquet législatif Fit-for-55 fermaient la porte à la prise en compte de l'hydrogène issu du nucléaire dans les objectifs de décarbonation fixés au niveau européen. RED III instaure par exemple des quotas obligatoires de consommation d'hydrogène décarboné pour les États membres dans les secteurs de l'industrie, à hauteur de 42 % de la consommation industrielle nationale en 2030 et 60 % en 2035, ainsi que dans les transports avec un objectif de 0,5 % d'hydrogène et e-fuels dans la consommation d'énergie finale des transports (en contenu réel). Néanmoins, ces cibles sont réservées exclusivement à l'utilisation de l'hydrogène renouvelable.

A l'issue d'une mobilisation de la France, un premier compromis a été obtenu en mars 2023 sous présidence suédoise pour reconnaître une forme de contribution de l'hydrogène bas-carbone à ces objectifs. Avec ce compromis, un Etat peut réduire ses objectifs d'hydrogène renouvelable de 20 %, les ramenant à des niveaux de 33,6% d'hydrogène renouvelable dans l'industrie en 2030 et 48% en 2035, si (1) il est sur la voie d'atteindre sa cible d'EnR dans son mix énergétique, et si (2) sa consommation nationale d'hydrogène est déjà en large partie décarbonée grâce à un approvisionnement en hydrogène renouvelable et/ou en hydrogène bas-carbone (article 22b)⁵².

Pour les transports, le règlement ReFuel Aviation propose d'instaurer pour le secteur aérien des quotas obligatoires de consommation de kérosène de synthèse, dérivé de l'hydrogène, selon une trajectoire progressive dans le temps, à partir de 1,2 % de la consommation finale d'énergie des avions en 2030 et jusqu'à 35 % en 2050. Initialement réservés aux carburants renouvelables, la France a su convaincre les Etats membres d'élargir ce périmètre à l'e-kérosène bas-carbone dans les conclusions générales du Conseil de l'UE en juin 2022. La législation homologue pour le secteur maritime, le règlement Fuel Maritime, a lui été conçu dès l'origine pour encourager la consommation de carburants maritimes à la fois renouvelables

⁵¹ Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')

⁵² Dans le détail, ce second critère dispose que la part d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone consommée dans cet Etat doit être supérieure à 77 % de sa consommation totale d'hydrogène en 2030, et supérieure à 80 % en 2035.

et bas-carbone dans le fret maritime, selon un principe de neutralité technologique. Des accords en trilogue obtenus au premier semestre 2023 ont scellé ces orientations.

De même, la Banque européenne de l'hydrogène instaurée en 2023 doit accorder des financements publics à la production sur le sol européen et aux importations d'hydrogène et dérivés renouvelables. Pour le pilier domestique, un premier appel d'offre pilote a été organisé le 23 novembre 2023 par la Commission européenne et pourra accorder une subvention sous la forme d'un premium fixe jusqu'à 4,5 €/kg, dans la limite d'une première enveloppe budgétaire de 800 M€ avec une extension à 3 Md€ annoncé par la présidente von der Leyen en novembre 2023. Le soutien sera néanmoins réservé une nouvelle fois à l'hydrogène renouvelable exclusivement, excluant les volumes d'hydrogène bas-carbone.

3.4. Une timide prise en considération rôle du nucléaire

Lors des négociations sur la directive RED III, un second compromis, arraché en juin 2023 après plusieurs mois de blocages, a permis à la France d'obtenir des ajouts complémentaires reconnaissant que *« les objectifs en matière d'énergie renouvelable devraient aller de pair avec les efforts complémentaires de décarbonation sur la base d'autres sources d'énergie non fossiles en vue d'atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050 »* (considérant 6 de RED III). Pour cela, il est désormais reconnu que *« les États membres devraient pouvoir combiner différentes sources d'énergie non fossiles afin d'atteindre l'objectif de neutralité climatique de l'Union d'ici à 2050, compte tenu de leur situation nationale spécifique et de la structure de leur approvisionnement énergétique. Afin d'atteindre cet objectif, le déploiement des énergies renouvelables dans le cadre de l'objectif global contraignant renforcé de l'Union devrait être intégré dans des efforts complémentaires de décarbonation impliquant le développement d'autres sources d'énergie non fossiles que les États membres décident d'entreprendre »*.

En parallèle, la Commission a promulgué en juin 2023 ses deux actes délégués issus de RED instaurant des critères pour la production d'hydrogène renouvelable, un seuil d'émissions et une méthodologie carbone⁵³. Ces règles européennes cherchent à encourager le développement de l'hydrogène renouvelable, sans pour autant compromettre par ailleurs la décarbonation des mix électriques européens. Pour cela, elles comportent une exigence d'additionalité⁵⁴, chaque demande supplémentaire d'électricité générée par la production d'hydrogène doit s'accompagner de nouvelles capacités solaires ou éoliennes équivalentes pour ne pas cannibaliser l'électricité renouvelable des pays européens. Elles intègrent également une exigence de de corrélation temporelle entre production d'électricité et consommation des électrolyseurs (1 mois d'ici 2030 puis 1h) et une exigence géographique liée aux zones de prix sur le marché européen ('bidding zone').

La Commission européenne accorde toutefois un statut dérogatoire à cette règle pour les pays dont les mix électriques sont considérés comme suffisamment décarbonés, situés sous un seuil d'émission de 18 gCO₂e /MJ (65 gCO₂e/kWh), comme la Suède ou la France grâce à des bouquets de renouvelables et de nucléaire. Ce statut permet à ces pays de produire de

⁵³ Règlement délégué (UE) 2023/1184 du 10 février 2023 établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique, et Règlement délégué (UE) 2023/1185 du 10 février 2023 établissant un seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants à base de carbone recyclé et en précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants liquides et gazeux renouvelables destinés aux transports, d'origine non biologique

⁵⁴ Le critère d'additionalité impose qu'un électrolyseur doit s'approvisionner en électricité renouvelable issue de nouvelles installations de production d'EnR, mises en service au plus tôt 36 mois auparavant.

l'hydrogène renouvelable en soutirant de l'électricité bas-carbone du réseau à due proportion de la part d'énergies renouvelables de leurs mix électriques. Il accorde également, dans le cadre de la contractualisation de contrats d'achat de long terme (PPA) avec des parcs d'EnR, une dérogation au critère d'additionalité des capacités renouvelables, considérant que ces mix électriques sont déjà décarbonés. Une façon de valoriser les atouts structurels du mix électrique français reposant sur une large contribution du nucléaire.

Avec l'accord en trilogue concernant la directive sur les marchés du gaz et de l'hydrogène le 27 novembre 2023, la prochaine étape sera d'achever la réglementation sur l'hydrogène bas-carbone. La Commission européenne devra en effet présenter courant 2024 son acte délégué encadrant la méthodologie d'évaluation des émissions de GES de l'hydrogène bas-carbone, pour définir de manière analogue aux règles encadrant l'hydrogène renouvelable des grands principes s'assurant que la production d'hydrogène bas-carbone soit compatible aux efforts d'atténuation du changement climatique. A cet égard, cet acte délégué devra définir les règles s'assurant que l'approvisionnement des électrolyseurs en électricité soutirée du mix français soit correctement comptabilisé, notamment au moyen d'approche en facteurs d'émission moyens, à des mailles annuelle, voire horaire ou intermédiaire, et avec les bonnes méthodologies (voir infra partie 3.5).

3.5. Un manque de neutralité technologique et de rigueur dans les méthodes d'évaluation environnementales

3.5.1. Des méthodes ACV non conformes

Pour rappel, les analyses de cycle de vie sont régies de manière rigoureuse par les normes internationales (ISO 14040, ISO 14044 et ISO 14067). Selon l'analyse réalisée par France Hydrogène⁵⁵, l'Acte Délégué 2023/1185 du 10 février 2023 relatif à la méthodologie de calcul des émissions pour l'hydrogène et les e-fuels renouvelables (RFNBO⁵⁶) présente plusieurs écarts significatifs :

- L'ensemble des émissions indirectes des différentes sources de production d'électricité n'est pas pris en compte : c'est le cas en particulier de celles relatives à la construction et au démantèlement des installations elles-mêmes, qui ne sont pas prises en compte. Il en résulte une intensité carbone de 0 gCO₂e/kWh attribuée à l'électricité renouvelable. Pour l'électricité nucléaire, celle-ci se voit attribuer un facteur d'émission générique de 13,10 gCO₂e/kWh, qui prend en compte les émissions liées à l'extraction de l'uranium et son enrichissement⁵⁷. Cette valeur générique ne correspond pas aux particularités nationales, surévaluées d'un facteur 4. Si l'on se réfère aux études récentes du JRC, le facteur d'émission du parc français de centrales nucléaires est évalué à 5,29 gCO₂e/kWh en ACV complète, et à 2,64 gCO₂e/kWh en retirant les émissions liées à la construction, à l'exploitation et au décommissionnement des

⁵⁵ France Hydrogène's contribution on the Delegated Act defining a method for assessing GHG emission savings for renewable hydrogen.

⁵⁶ RFNBO : Renewable Fuels of Non-Biological Origin, ou carburants renouvelables d'origine non-biologique, catégorie juridique de la directive RED II englobant l'hydrogène renouvelable et ses dérivés (ammoniac, méthanol, e-fuels).

⁵⁷ Pour le nucléaire, le tableau 3 de l'annexe fixe un facteur d'émission « amont » à 1,2 gCO₂eq/MJ (soit 4,32 g CO₂eq/kWh), selon des données tirées d'une étude JEC WTW v5. Avec un rendement de conversion de la chaleur nucléaire défini à 33% selon l'annexe, le facteur d'émission pour l'électricité nucléaire est ainsi calculé à 13,10 g CO₂eq/kWh. Or les données de l'étude JEC WTWv5 proviennent d'une étude GENIS de 2002, dépassée, dont les hypothèses sont basées sur des technologies obsolètes pour l'enrichissement de l'uranium (procédé de diffusion gazeuse) et avec une électricité de réseau moyenne dans l'UE de 105.4 g CO₂eq/MJ (378 g CO₂eq/kWh), alors que l'enrichissement en France est réalisé à l'aide de nouveaux procédés économes en énergie (usines modernes de centrifugation gazeuse) et d'une électricité nucléaire à faible teneur en carbone.

centrales (représentant 40 % du facteur d'émission)⁵⁸. Et selon une récente étude d'EDF sur l'ACV du kWh nucléaire en France⁵⁹, le facteur d'émission en ACV de l'électricité nucléaire est évalué à 3,7 gCO₂e/kWh, voire à 2,1 gCO₂e/kWh en retirant les émissions liées à la construction/démantèlement des centrales et à la gestion aval des déchets, conformément à la méthodologie européenne de RED.

- L'évaluation des émissions des mix électriques nationaux doit être basée sur des sources fiables, comme celles fournies par les TSO/DSO (réseaux nationaux de transport et de distribution de l'électricité). Dans ce même acte délégué, la Commission européenne proposait d'attribuer une valeur de 19,6 gCO₂e/MJ (soit 70,56 gCO₂e/kWh) au mix électrique français pour l'année 2020. Cette valeur moyenne surévaluée du fait de l'intégration des Outremer et régions ultrapériphériques (RUP) et des zones non-interconnectée (ZNI) dans le calcul, ne reflète pas à sa juste valeur le caractère décarboné du mix électrique continental. L'ADEME évalue ainsi le facteur d'émission de la France continentale à 59,9 gCO₂e/kWh en 2020 et 56,9 gCO₂e/kWh en 2021⁶⁰. Par conséquent, le calcul de la Commission européenne devrait pouvoir être effectué en retirant les RUP et zones non raccordées au réseau métropolitain. Dans le cas contraire, ce choix compromettrait la capacité de la France à obtenir les avantages du statut dérogatoire accordé aux mix électriques sous un seuil de 18 gCO₂e/MJ (soit sous 65 gCO₂e/kWh) par la Commission, pour produire de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone à partir de son réseau électrique décarboné (voir partie 3.4). Les autorités françaises ont néanmoins réussi à obtenir dans l'acte final la possibilité de restreindre le calcul des facteurs d'émissions à l'échelle des zones d'enchères de prix (« bidding zones ») du marché européen de l'électricité, la bidding zone française correspondant au périmètre de la France continentale. Cette option devrait désormais permettre à la France de qualifier le facteur d'émission de son mix continental sous le seuil fixé à 18 gCO₂e/MJ par l'acte délégué, et conforter sa stratégie hydrogène nationale.

Avec l'émergence d'un marché mondial, l'utilisation d'une méthodologie reconnue internationalement serait à privilégier pour quantifier les émissions de GES plutôt que des méthodologies variables entre les continents (par exemple DA REDII en Europe, GREET aux USA). L'ISO couvre les technologies de l'hydrogène par l'intermédiaire de son comité technique 197 (ISO/TC 197) depuis 1990. Dans le contexte du rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique et de l'engagement de l'ISO à soutenir le développement international, l'ISO/TC 197 a pris en charge le développement de la méthodologie ISO pour l'évaluation des émissions des GES de l'hydrogène.

Sur la base du guide⁶¹ établi par l'IPHE (Partenariat international pour l'hydrogène et les piles à combustible dans l'économie), un groupe de travail de plus de 70 experts et de 12 pays a développé une méthodologie. Cette méthodologie ISO (spécification technique, ISO/TS 19870 :2023⁶²) fournit un cadre pour l'évaluation de l'empreinte GES associée à la production d'hydrogène jusqu'au point de consommation. Elle a été publiée le 30 novembre 2023 et est présentée comme l'un des principaux résultats du programme d'action présidentiel pour l'hydrogène lors de la COP28 aux Émirats arabes unis, à l'occasion de la table ronde de haut niveau sur l'hydrogène, le 5 décembre 2023. La spécification technique ISO/TS 19870 :2023

⁵⁸ Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')

⁵⁹ D. Le-Boulch, V. Morisset, Z. Jobard, A. Burguburu, M. Czyrnek-Delêtre, *Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF*, soumise à EPJ Nuclear Sci. Technol., 2022

⁶¹ <https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-jul-2023>

⁶² <https://www.iso.org/standard/65628.html>

servira de base à une série de quatre normes ISO dédiées à la production, à la conversion, au conditionnement et au transport de l'hydrogène et de ses dérivés.

3.5.2. La nécessité d'une corrélation temporelle entre la production de l'électrolyseur et celle du ou des parcs renouvelables

Pour valider techniquement le caractère renouvelable de l'hydrogène, la Commission propose dans son acte délégué 2023/1184 du 10 février 2023 sur les critères de production de l'hydrogène renouvelable une corrélation mensuelle des productions d'électricité renouvelable et d'hydrogène, puis horaire à partir du 1er janvier 2030.

Dans son livre blanc de 2022⁶³, la Sfen avait alerté sur le fait que l'achat de garanties d'origine (GO) renouvelable, dans le cadre d'un PPA (Power purchase agreement) par exemple, ne garantit pas que l'énergie achetée provient d'une installation renouvelable donnée, ni même que l'électricité revendue est renouvelable à l'instant où elle est consommée. Ainsi, une GO pour une production solaire à midi, peut être utilisée le même mois qu'une nuit faiblement ventée, où le contenu du mix électrique a une part très importante de sources fossiles.

Plusieurs études ont en effet démontré que l'assouplissement du critère de corrélation temporelle pour la production d'hydrogène renouvelable à une maille annuelle, trimestrielle ou mensuelle présentait de très légères réductions des coûts de production de l'hydrogène, au prix d'une augmentation significative des émissions de GES du système énergétique, du fait d'une sollicitation accrue des centrales thermiques au charbon ou au gaz notamment lors des pointes de consommation^{64,65}.

Afin de garantir une exigence de décarbonation élevée et garantir les mêmes règles du jeu pour le nucléaire et les renouvelables, il est important d'exiger une résolution temporelle plus fine, avec, si les moyens techniques le permettent et des coûts raisonnables, un pas horaire. L'évaluation et le rapport que la Commission européenne devra rendre au 1er juillet 2028 sur le critère de corrélation temporelle, tels que prévus par l'acte délégué, devraient être l'opportunité de renforcer cette exigence. Et selon le même principe de neutralité technologique, ceci doit être étendu à toute utilisation d'électricité.

3.6. Au-delà des critères environnementaux, les importations extra-européennes soulèvent des questions de justice énergétique et climatique

Alors que la stratégie européenne prévoit d'importer la moitié de sa consommation annuelle d'hydrogène propre, soit 10 MtH₂ en provenance de l'extérieur de l'Europe, de nombreux acteurs explorent la possibilité d'ouvrir de nouvelles routes d'échanges commerciaux d'hydrogène ou de produits dérivés vers l'Europe. L'IDDRI⁶⁶ rappelle qu'en théorie, l'intérêt de développer ces échanges serait pour l'Europe de profiter de l'électricité d'origine solaire ou éolienne moins onéreuse et plus abondante issue d'autres régions du monde mieux dotées, tandis que ces régions pourraient s'appuyer sur ces partenariats pour développer leur système énergétique.

⁶³ Livre blanc Acte II : le nucléaire en 3 actes 3.2. : sensibiliser les consommateurs au caractère bas-carbone de l'électricité qu'ils consomment.

⁶⁴ Johannes Brauer, Manuel Villavicencio, Johannes Trüby, *Green hydrogen – How grey can it be?* Working paper Robert Schuman Centre for Advanced Studies RSC 2022/44

⁶⁵ Oliver Ruhnau, Johanna Schiele, *Flexible green hydrogen: The effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions*, in Energy Policy 182 (2023) 113763

⁶⁶ IDDRI : importations d'hydrogène en Europe, 29 Septembre 2022,

Parmi les pays prometteurs pour la production d'hydrogène renouvelable, on trouve entre autres le Chili, le Maroc, l'Australie ou la Namibie. On peut craindre néanmoins que **cette nouvelle production entre en concurrence avec d'autres objectifs comme celui de l'accès de sa population à l'électricité, ou la décarbonation de son propre système énergétique**. Parler de ces enjeux revient à parler de **justice énergétique** – pour l'accès à l'énergie, sa distribution et les décisions afférentes (Jenkins et al. 2016) – et de **justice climatique** – qui subsument les enjeux qui ont trait à l'inégalité des responsabilités, des vulnérabilités et des capacités d'adaptation mondiales face à la crise climatique (Sultana, 2022).

Dans le cas de la Namibie, encore 75,8% de l'électricité est importée et seulement 53,9% de la population a accès à l'électricité. Chacun de ces pays a recours aujourd'hui à de l'énergie fossile pour produire son électricité ; le Maroc et l'Australie pour 80%, le Chili pour plus de 50%. Dans ces pays, pour lesquels l'impact du changement climatique sera statistiquement plus fort que les pays importateurs (GIEC, WGI 2021), utiliser des champs de solaire photovoltaïque pour produire de l'hydrogène à destination de l'Europe augmenterait encore le défi technique sur le rythme d'installation des EnR. De plus, l'hydrogène venant en fin du « merit order » des usages de l'électricité, on peut se demander s'il ne vaut pas mieux décarboner en premier lieu l'électricité de ces pays.

L'IDDRI appelle à mettre en place un certain nombre de critères concernant à la fois les émissions issues de la production d'hydrogène destiné à l'exportation, mais également la répartition des ressources en eau et en électricité renouvelable entre consommation locale et exportations. L'électrolyse peut créer des conflits d'usages dans certaines régions, notamment lorsque l'accès à ces ressources n'est pas assuré au niveau local « *Pour une transition juste, les partenariats entre importateurs et exportateurs doivent assurer un partage de la valeur équitable* ».

Les enjeux de justice de l'hydrogène importé dans la recherche académique

(Lindner, 2022) s'intéresse aux partenariats existants et émergents entre pays (du Nord) importateurs d'hydrogènes renouvelables et pays (du Sud) producteurs et exportateurs. En plus de mettre en lumière l'intensification de ces collaborations, l'auteur montre, sur la base d'une large revue de littérature, qu'il existe un manque de considération socioéconomique se traduisant par une prédominance des priorités économiques des pays importateurs sur le développement durable des pays partenaires.

D'autres auteures proposent de parler de « *justice hydrogène* », un concept forgé par (Müller et. al 2022) qui recouvre six enjeux de justice (procédurale, distributive, recognitionale, restaurative, épistémique et relationnelle), lesquels soulèvent plusieurs questions comme : Comment assurer le transfert de connaissances dans l'économie de l'hydrogène mise en place (dimension épistémique) ? Comment sont distribués les coûts et bénéfices (dimension distributive) ? etc. (Müller et. al 2022) propose une étude de cas sur les cas de la Namibie et du Maroc pour tester leur concept.