



**Avis de la SFEN**

**Décembre 2022**

## **Les défis de la production d'hydrogène propre en France**

### **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). Par défaut, les conditions économiques sous-jacentes aux analyses développées dans cet avis sont celles d'avant 2021. En outre, sachant que  $1 \text{ €}_{2020} = 1,03 \text{ €}_{2021}$ , 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.*

*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. Elle s'est nourrie d'abord d'un premier travail, terminé à l'été 2022, effectué par Matthias Avice, dans le cadre d'un stage de l'École Polytechnique. Ce travail a permis de réunir un premier matériel (interviews, rapports, etc.) sur la base de quoi le présent avis a pu être constitué.*

Dans une lettre de septembre 2022<sup>1</sup> adressée à la commissaire européenne de l'énergie, la ministre de l'énergie française déplorait que « les règles actuelles de production d'hydrogène [renouvelable] ne laissent que peu de place à l'électricité « bas carbone » produite en France, en grande partie par le nucléaire ». Quelques jours après la visite de la Première ministre à Berlin le 25 novembre 2022, et la signature d'un accord de solidarité énergétique entre l'Allemagne et la France, la presse<sup>2</sup> annonçait un premier pas d'accord entre les deux pays concernant la régulation européenne sur l'hydrogène et en particulier l'hydrogène bas-carbone, que la France entend produire grâce à son électricité décarbonée.

La France et l'Europe ont également placé l'hydrogène au cœur de leur stratégie énergétique, avec **deux voies différentes** :

- La France s'est fixé<sup>3</sup> un objectif de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau de 700,000 t/an (soit une capacité de 6,5 GW) pour 2030. Elle ambitionne que cet

<sup>1</sup> Euractiv France 18 septembre 2022 : LEAK : Agnès Pannier-Runacher demande à la Commission d'introduire l'hydrogène issu du nucléaire dans la stratégie hydrogène de l'UE

<sup>2</sup> [https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/sous-pressure-l-allemande-accepte-que-l-hydrogene-vert-soit-issu-du-nucleaire-942498.html?utm\\_source=pocket\\_reader](https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/sous-pressure-l-allemande-accepte-que-l-hydrogene-vert-soit-issu-du-nucleaire-942498.html?utm_source=pocket_reader)

<sup>3</sup> Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné septembre 2020

hydrogène soit produit sur son sol, par une industrie nationale, **en s'appuyant sur sa production d'électricité bas carbone, nucléaire, hydraulique et renouvelable.**

- La Commission européenne a annoncé en mai 2022<sup>4</sup> dans le cadre du plan RepowerEU, revoir l'objectif de production de 5 Mt/an d'hydrogène du paquet Fit for 55 pour atteindre 10 Mt/an de production sur le sol européen et 10 Mt/an d'hydrogène importées<sup>5</sup> à l'horizon 2030. La Commission européenne prévoit que la quasi-totalité de cet hydrogène sera produite à partir d'électricité renouvelable.

La Sfen, dans un premier avis<sup>6</sup> de 2021, avait rappelé que toutes les solutions bas-carbone sont nécessaires pour faire de l'hydrogène un vecteur important de décarbonation en Europe. Il faut rappeler que l'énergie nucléaire représente aujourd'hui plus de 40% de la production d'électricité bas carbone en Europe. La Sfen avait alerté sur les risques que fait peser sur la souveraineté européenne une focalisation de la Commission sur la production d'hydrogène quasi exclusivement à partir d'énergies renouvelables (avec des importations). Elle pourrait entraîner une nouvelle dépendance à de l'hydrogène renouvelable importé.

Ce nouvel avis permet d'approfondir les enjeux industriels, économiques et réglementaires auxquels est confrontée la France pour la réussite de sa stratégie hydrogène.

- **Les enjeux industriels** : Il s'agit de garantir à l'horizon 2030 et au-delà, dans le cadre d'une politique volontariste de réindustrialisation, pour les secteurs industriels dont les procédés ne peuvent pas être électrifiés, l'hydrogène propre dont ils auront besoin pour décarboner leur production. Certains secteurs, comme celui de la production d'ammoniac, doivent substituer leur consommation d'hydrogène actuelle produite à partir de méthane par de l'hydrogène propre. D'autres, comme la sidérurgie, doivent entreprendre une transformation de certains de leurs procédés industriels actuels. Au total les besoins pour les seuls industriels, selon France Hydrogène, est (ré)évaluée à 815 ktH<sub>2</sub> propre/an<sup>7</sup>, soit **une multiplication par 18 de la production nationale d'hydrogène propre en 8 ans dont la production actuelle est de 45 kt/an**. Cette stratégie nécessitera un rapide déploiement de la capacité d'électrolyse nécessaire : une réflexion est en cours sur l'option de mutualiser des électrolyseurs et des infrastructures aval (compression et stockage) au sein de bassins industriels. Elle devra s'appuyer aussi, pour garantir une alimentation en continu des procédés industriels, sur une vraie sécurité d'approvisionnement en électricité bas carbone : RTE estime les besoins de production électrique en 2030 à 30 TWh pour 600 ktH<sub>2</sub>/an, soit 6% de la consommation totale à cet horizon d'après la trajectoire de référence de la consommation des scénarios 2050 de RTE, un chiffre inférieur aux scénarios hauts de France Hydrogène.
- **Les enjeux économiques** : une condition essentielle de réussite de la stratégie française est la compétitivité de l'hydrogène produit en France par rapport à l'hydrogène fossile et par rapport à l'hydrogène renouvelable importé (depuis l'UE ou hors d'UE). Pour la production nationale, un mode de couplage en base, où l'électrolyseur soutire de l'électricité au réseau électrique bas carbone un grand nombre d'heures, apparaît comme l'option la plus économique. Différentes études

<sup>4</sup> REPowerEU Commission européenne 18 mai 2022 « Un plan visant à réduire rapidement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique »

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131)

<sup>6</sup> Avis de la Sfen mai 2021 Avril 2021 « Comment l'énergie nucléaire peut servir l'ambition française en matière d'hydrogène »

<sup>7</sup> Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030. Volet 2, France Hydrogène, décembre 2022

étayent cette affirmation. Si en revanche, à hypothèses équivalentes, elles sont relativement cohérentes entre elles, il est difficile de trancher sur un chiffre puisque cela reviendrait à implicitement valider un jeu d'hypothèses (de Capex, d'Opex, de prix de l'électricité, etc.) sur tous les autres. Une récente du CEA (CEA, 2022) évalue LCOH entre 2,5 et 3,5 €/kgH<sub>2</sub><sup>8</sup> suivant la technologie d'électrolyse, pour une fourniture en bandeau à un prix fixe situé respectivement entre 45 et 60 €/MWh dans le cadre de contrats de long terme. Dans un document publié par le Comité de prospective de la CRE (2021)<sup>9</sup>, plusieurs estimations de coûts de production d'hydrogène par électrolyseurs connectés au réseau sont également fournies. Par exemple, (EDF, 2020), qui y est recensée, l'évalue entre 3,5 et 4€/kgH<sub>2</sub>, pour un prix de l'électricité rendue site de 50 €/MWh. Quant à la CRE, pour un mode de fonctionnement similaire, elle estime ce coût entre 3,1 et 4,3 €/kgH<sub>2</sub>, pour une fourchette de prix de l'électricité similaire à celle du CEA (de l'ordre de 45 à 60 €/MWh). Enfin, nous pouvons citer (RTE, 2020)<sup>10</sup> qui situe ce coût à 3 €/kgH<sub>2</sub> (coût pour la collectivité).

Pour évaluer la compétitivité de différentes options, il est essentiel néanmoins de prendre en compte dans le calcul économique l'ensemble des coûts de la chaîne en aval de l'électrolyseur (LCOHD). À ce jour, des incertitudes fortes demeurent sur les solutions technologiques adaptées au transport longue distance et en particulier maritime (ammoniac, hydrogène liquide, LOHC), sur leurs coûts de développement, ainsi que sur l'horizon de temps où elles pourraient être disponibles. Elles rendent difficile l'appréciation de la compétitivité de la filière d'importation, dont la dispersion des évaluations économiques est plus forte encore que celle de la filière de production domestique.

- **Les enjeux réglementaires** : Les États-Unis, avec l'Inflation Reduction Act (IRA), viennent de mettre en place un mécanisme simple pour favoriser la production d'hydrogène « propre », nucléaire et renouvelable, basé sur un crédit d'impôt. Par contraste, le cadre réglementaire européen apparaît complexe, fragmenté et incertain. Les projets d'hydrogène bas carbone, produit avec du nucléaire, de l'hydraulique et des renouvelables, n'y trouvent pas leur juste place. Par ailleurs, on constate un manque de neutralité technologique et de rigueur dans les méthodes d'évaluation de l'intensité carbone de l'hydrogène avec un biais méthodologique favorisant arbitrairement les nouvelles énergies renouvelables PV et éolien, et un besoin de critères objectifs et homogènes avec les réglementations européennes pour les importations en provenance de pays potentiellement soumis à des conflits d'usage de leur production d'électricité bas-carbone. La France doit militer pour qu'un critère simple et reconnu scientifiquement (de type méthode ACV complète, i.e. standard) de contenu carbone de l'hydrogène soit retenu dans les textes à venir et que sa stratégie d'hydrogène propre trouve sa place.

<sup>8</sup> La fourchette est 2,7 – 3,5 €/kgH<sub>2</sub> pour une technologie alcaline (CEA, 2022). L'étude évalue également le coût de production d'hydrogène pour d'autres conditions de fonctionnement des électrolyseurs (pour une production domestique), ainsi que d'autres filières (vaporeformage, importation).

<sup>9</sup> <https://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2021/06/GT4-Rapport-final-Hydrog%C3%A8ne.pdf>

<sup>10</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>



# Sommaire

<b>1. LES ENJEUX INDUSTRIELS</b>	<b>6</b>
<b>1.1. Décarboner les procédés industriels nécessitera, au-delà de l'électrification, de grandes quantités d'hydrogène propre</b>	<b>7</b>
1.1.1. Remplacement de l'hydrogène fossile : exemple de la production d'ammoniac	7
1.1.2. Décarbonation des process industriels difficiles à décarboner	8
<b>1.2. La France souhaite bâtir une filière nationale basée sur son électricité bas-carbone, nucléaire et renouvelable</b>	<b>9</b>
1.2.1. L'ambition de construction d'une filière nationale	9
1.2.1. La nécessité de sécuriser notre approvisionnement en électricité bas carbone	10
<b>2. LES ENJEUX ECONOMIQUES</b>	<b>14</b>
<b>2.1. Coût de production de l'hydrogène propre (aux bornes de l'installation)</b>	<b>15</b>
2.1.1. Hydrogène bas carbone d'origine fossile	16
2.1.2. Coût de production de l'hydrogène par électrolyse	17
<b>2.2. Coût de l'hydrogène importé</b>	<b>20</b>
2.2.1. La compression	21
2.2.1. Le stockage	22
2.2.2. Le transport	23
<b>2.3. Conclusions</b>	<b>25</b>
<b>3. LES ENJEUX REGLEMENTAIRES</b>	<b>26</b>
<b>3.1. Des projets de réglementation fragmentés</b>	<b>26</b>
<b>3.2. Des projets où l'hydrogène bas carboné n'a pas sa juste place</b>	<b>26</b>
<b>3.3. Un manque de neutralité technologique et de rigueur dans les méthodes d'évaluation environnementales</b>	<b>28</b>
3.3.1. Des méthodes ACV non conformes	28
3.3.2. Des exigences identiques pour l'hydrogène importé et l'hydrogène produit en Europe	29
3.3.3. La nécessité d'une corrélation temporelle entre la production de l'électrolyseur et celle du ou des parcs renouvelables	30
<b>3.4. Au-delà des critères environnementaux, les importations extraeuropéennes soulèvent des questions de justices énergétique et climatique.</b>	<b>30</b>
<b>3.5. Le besoin d'un régime adapté au cas français</b>	<b>31</b>
3.5.1. Dérogation à l'exigence d'additionalité	31
3.5.2. La nécessité d'une reconnaissance pragmatique de l'hydrogène bas carbone, qu'il soit nucléaire ou renouvelable	32

## 1. Les enjeux industriels

La nécessité d'une stratégie de réindustrialisation, après la crise Covid, et d'un renforcement de notre souveraineté énergétique est revenue au premier plan avec la crise en Ukraine. Pour rappel, depuis 1980, la part de l'industrie dans le PIB a reculé de 10 points pour s'établir à 13,4% en 2018<sup>11</sup>. D'après une étude Deloitte pour l'Uniden<sup>12</sup>, cette désindustrialisation a, outre la perte de revenus, engendré une perte de 13 000 emplois pour les filières étudiées – acier, aluminium, papier, PVC, verre plat, ciment, sucre. Une part importante du plan de relance<sup>13</sup> de septembre 2020 et du plan France 2030 a été consacrée à la réindustrialisation avec des relocalisations d'activités et des investissements sur des filières d'avenir.

L'objectif #3 de France 2030 « **Décarboner notre industrie** » fixe l'objectif de baisser de 35% les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie par rapport à 2015. La décarbonation des chaînes industrielles a fait l'objet de feuilles de route dans le cadre du Conseil National de l'Industrie : ces dernières font apparaître des besoins en hydrogène propre qui permettent d'aller au-delà de l'électrification des procédés. L'objectif #2 de France 2030 vise à « devenir un leader de l'hydrogène vert » et ambitionne la construction d'une filière hydrogène nationale.

La « **Stratégie nationale pour le déploiement de l'hydrogène décarboné** », publiée en septembre 2020, a établi trois priorités : la décarbonation de l'industrie, le développement des mobilités lourdes, et le soutien à la recherche, l'innovation et le développement des compétences. Elle a fixé pour objectif de passer de 45 ktH<sub>2</sub> propre en 2020 (soit 5% de l'H<sub>2</sub> consommé), à 680 ktH<sub>2</sub> propre en 2030 (40% de l'H<sub>2</sub> consommé), avec une capacité d'électrolyse de 6,5GW.

La Sfen a fait le choix, dans la présente note, de se focaliser sur la priorité des usages industriels de l'hydrogène propre. Selon France Hydrogène<sup>14</sup>, les usages industriels représenteront la majorité des usages dans la décennie 2021-2030 et constitueront la « colonne vertébrale » de l'approvisionnement hydrogène propre national. La mobilité ne serait appelée, quant à elle, à devenir le vecteur principal de croissance du marché de l'hydrogène en France qu'à l'horizon 2040. Aussi, les orientations publiques définies dans la loi énergie-climat et dans les projets de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de stratégie nationale bas-carbone (SNBC), donnent **une priorité claire à la décarbonation de l'hydrogène utilisé aujourd'hui dans l'industrie**, laquelle représente entre 2 et 3% des émissions nationales.

L'atteinte des objectifs 2030 présente aujourd'hui deux enjeux :

- La transformation des chaînes industrielles consommatrices d'hydrogène
- La sécurité d'approvisionnement en hydrogène propre

<sup>11</sup><https://www.strategie.gouv.fr/publications/politiques-industrielles-france-evolutions-comparaisons-internationales>

<sup>12</sup>[https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/sustainability-services/deloitte\\_uniden\\_redeploiement-industriel-2021%20lite.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/sustainability-services/deloitte_uniden_redeploiement-industriel-2021%20lite.pdf)

<sup>13</sup> Les Echos 16 mars 2022 : Réindustrialisation de la France : un virage engagé, des progrès encore timides

<sup>14</sup> France Hydrogène, « Livre blanc 2022 : faire de la France un leader de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone »

### 1.1. Décarboner les procédés industriels nécessitera, au-delà de l'électrification, de grandes quantités d'hydrogène propre

L'hydrogène propre peut intervenir dans la décarbonation des chaînes industrielles de deux manières<sup>15</sup>. Premièrement, il doit **remplacer l'hydrogène d'origine fossile** utilisés dans les process de l'industrie. Deuxièmement, il doit intervenir via de nouveaux usages dans la **décarbonation des process industriels de secteurs dits « hard-to-abate »**, c'est-à-dire difficiles à électrifier. Parmi ces derniers on compte notamment les industries métallurgiques, et principalement l'acier, la cimenterie, la verrerie ou encore la papeterie. Pour ce faire, les industriels peuvent soit brûler l'hydrogène sans émission de GES (dans la fabrication du verre par exemple<sup>16</sup>), on parle d'**usage chaleur** ; soit l'incorporer dans des process industriels novateurs (acier), on parle d'**usage matière**.

La Sfen, pour comprendre les besoins des secteurs industriels, s'est appuyée sur les feuilles de route de décarbonation qui ont été remises dans le cadre des travaux du Conseil National de l'Industrie, ainsi que sur des rencontres avec des représentants des fédérations professionnelles et des industriels concernés.

#### 1.1.1. Remplacement de l'hydrogène fossile : exemple de la production d'ammoniac

Le marché français de l'hydrogène représente aujourd'hui 900 kt par an<sup>17</sup> dont seulement 480 kt sont réellement adressables (le reste étant des coproduits<sup>18</sup>). Il est produit à 94 % à partir d'énergie fossile (gaz, charbon, hydrocarbures), énergies fortement émettrices GES. La production d'hydrogène représentait ainsi 11,5 Mt de CO<sub>2</sub>eq en 2020, soit 3 % des émissions nationales<sup>19</sup>.

Les besoins en hydrogène (480 kt) proviennent principalement de la production d'ammoniac avec 250 kt, de la raffinerie (150 kt), de la chimie (50 kt). Le reste (30 kt) des besoins provient des industries agroalimentaires, électroniques, aérospatiales, etc.<sup>20</sup>

L'ammoniac est un produit critique de l'économie mondiale et même de la sécurité alimentaire globale : il est la matière première de base de toute l'industrie des engrais azotés. La synthèse de l'ammoniac (NH<sub>3</sub>) est réalisée par le procédé Haber-Bosch, qui consiste à hydrogéner le diazote (N<sub>2</sub>) gazeux de l'air avec du dihydrogène (H<sub>2</sub>) gazeux en présence d'un catalyseur. Cet hydrogène est produit aujourd'hui sur le site de production par le procédé de vaporeformage du gaz (méthane). Au-delà des besoins de décarbonation, on constate aujourd'hui que, alors que le coût du gaz naturel représente près de 80% du coût de production de l'ammoniac, les usines françaises<sup>21</sup> sont lourdement frappées par la hausse des prix de l'énergie.

<sup>15</sup> On ne traite pas ici de la mobilité lourde. Notons que selon France Hydrogène (Livre blanc 2022), le secteur de la mobilité devrait consommer de 160 à 325 kt/an d'hydrogène renouvelable et bas carbone.

<sup>16</sup> <https://erh2-bretagne.mystrikingly.com/blog/un-consortium-industriel-hydrogene-pour-reduire-les-emissions-liees-a-la>

<sup>17</sup> <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france#2021>

<sup>18</sup> L'hydrogène coproduit est autoconsommé principalement dans le raffinage (230 kt) et dans la cokerie (150 kt). Ainsi, les activités de raffinage sont les plus consommatrices en volume d'hydrogène (380 kt), mais c'est bien l'ammoniac qui représente le plus gros marché adressable.

<sup>19</sup> [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan\\_deploiement\\_hydrogene.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf)

<sup>20</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/filiere-hydrogene-energie.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/filiere-hydrogene-energie.pdf)

<sup>21</sup> Les Echos : Crise de l'énergie : menace sur les engrais stratégiques français, 9 septembre 2022



Une étude menée par Hincio et EY<sup>22</sup> montre que le marché adressable en 2030 pour l'ammoniac, par le procédé Haber-Bosch, représente jusqu'à 220 kt d'hydrogène propre. France Hydrogène<sup>23</sup> prévoit un marché de la chimie au sens large variant entre 123 et 169 kt selon les scénarios « Ambition » et « Ambition+ » (avant sa publication de décembre 2022).

Des études sont en cours pour évaluer pas à pas les transformations à effectuer et les besoins relatifs *réels* en hydrogène bas carbone. Par exemple, les industriels de l'ammoniac utilisent aussi actuellement dans leur procédé la chaleur dégagée en sortie du système de vaporeformage, et doivent développer une source alternative de chaleur à partir de 15% d'hydrogène électrolytique. Aussi, l'installation d'électrolyseurs sur place nécessitera des modifications des installations de raccordement du site au réseau électrique.

### 1.1.2. Décarbonation des process industriels difficiles à décarboner

Plusieurs industries, fortement émettrices de GES, ont des procédés difficiles à électrifier : c'est le cas d'industries métallurgiques (ex : l'acier), la cimenterie, la verrerie ou encore la papeterie. L'usage de l'hydrogène peut aller d'un **usage chaleur**, en brûlant ce gaz sans émettre de CO<sub>2</sub>, à un **usage matière** dans des process industriels novateurs.

- Substitution de l'hydrogène à des combustibles fossiles pour un usage chaleur

Cet usage chaleur de l'hydrogène apparaît dans le plan de transition sectoriel du verre<sup>24</sup>. Il subsiste toutefois certaines limites techniques qui rendent difficile le chiffrage précis des besoins de la filière : les fours actuels ne peuvent pas tolérer plus de 20% d'hydrogène et doivent être changés au-delà. Dans la filière ciment, où 1/3 des émissions est imputable à la consommation d'énergie et de chaleur, la feuille de route conduite par le Conseil National de l'Industrie évalue un potentiel d'abattement grâce à l'hydrogène à environ 8% des émissions de la filière<sup>25</sup>. Plus largement, les usages chaleur de l'hydrogène pourraient aider à décarboner les fours et séchoirs de l'industrie.

- Valorisation des process de certaines industries : fabrication de e-fuels

Dans l'industrie du ciment, la production de clinker<sup>26</sup> est responsable pour deux tiers des émissions de la filière. Sa feuille de route<sup>8</sup> évalue un potentiel d'abattement de 47% des émissions de la filière via des procédés de capture et séquestration (CCS). Le projet Hynovi<sup>27</sup>, porté par Vicat et Hynamics, propose, d'associer le CO<sub>2</sub> capté avec de l'hydrogène produit sur site via un électrolyseur pour fabriquer du méthanol. Le méthanol est utilisé par **de nombreuses industries telles que le transport, la chimie et la construction**. Il peut également **servir de carburant de synthèse**. Le projet a pour objectif de produire 200 kt de méthanol par an, soit un quart de la consommation française annuelle, en utilisant 25 kt d'hydrogène. Plus largement, le secteur des e-fuels possède un potentiel évalué par France Hydrogène à 425 kt d'ici à 2030.

<sup>22</sup> Etude de la demande potentielle d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone en France à 2030, EY et Hincio.

<sup>23</sup> Livre Blanc pour l'élection présidentielle 2022, France Hydrogène.

<sup>24</sup> Plan de Transition Sectoriel – Verre. ADEME

<sup>25</sup> Feuille de route de la filière ciment, CNI, Mai 2021.

<sup>26</sup> Constituant du ciment obtenu par calcination d'un mélange d'acide silicique d'alumine, d'oxyde de fer et de chaux. Moulé puis additivé avec des laitiers de hauts-fourneaux par exemple, le clinker sert à fabriquer le ciment, entrant lui-même dans la liste des constituants du béton.

<sup>27</sup> <https://www.vicat.fr/actualites/trajectoire-bas-carbone-vicat-et-hynamics-edf-devoilent-le-projet-hynovi>



- Transformation des process industriels : exemple de la sidérurgie

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 nationales<sup>28</sup>. La filière s'est fixé des objectifs de décarbonation, pour satisfaire à l'exigence de certains clients clés comme l'automobile, pour parer l'augmentation de la part des ETS 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 - charbon obtenu par pyrolyse de la houille-, un procédé très émetteur de CO<sub>2</sub>. En remplaçant le coke par de l'hydrogène propre dans le processus de réduction du minerai de fer, la sidérurgie réduirait de 40% au moins ses émissions. La décarbonation de la seule usine d'ArcelorMittal à Dunkerque<sup>29</sup>, 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.

France Hydrogène<sup>7</sup> évalue les besoins de la sidérurgie à horizon 2030 à 250 kt. Les scénarios de l'ADEME<sup>30</sup> prévoient eux une consommation d'hydrogène des aciéristes allant de 0 à 375 kt en 2030 et à 429 kt en 2050.

## **1.2. La France souhaite bâtir une filière nationale basée sur son électricité bas-carbone, nucléaire et renouvelable**

Le gouvernement a annoncé en septembre 2020 une stratégie nationale d'accélération, dotée aujourd'hui de crédits de 8,9Mds€<sup>31</sup> à engager d'ici à 2030. Cette stratégie vise d'abord à produire l'hydrogène dont elle a besoin (enjeu d'indépendance) pour décarboner son économie, mais aussi viser l'export, car les investissements très lourds consentis dans les gigafactories d'électrolyseurs françaises et pour le développement de la demande (applications) ne peuvent être amortis qu'avec des projets d'envergure nationale ou internationale. La courbe d'expérience acquise doit servir l'export, avec l'objectif pour la France de se positionner parmi les leaders mondiaux de l'hydrogène propre.

### *1.2.1. L'ambition de construction d'une filière nationale*

France Hydrogène a construit plusieurs scénarios (Ambition 2030 et Ambition+ 2030 et son volet 2)<sup>32</sup> sur les besoins en hydrogène bas-carbone à un horizon 2030. Dans ces scénarios, les besoins de l'industrie sont estimés à 815 kt/an (parmi des besoins totaux de 1090kt), à comparer aux 420 kt du marché actuel de l'hydrogène fossile, et à la production d'hydrogène bas carbone actuelle qui est seulement de 45 kt/an.

**Ainsi, pour les seuls besoins de l'industrie, il faudra donc multiplier la production d'hydrogène propre par un facteur supérieur à 18 en seulement 8 ans.**

<sup>28</sup> Livre Blanc Acte III, SFEN, 2022.

<sup>29</sup> Décarboner l'acier : un défi colossal à portée d'hydrogène bas carbone, RGN Mai-Juin 2022

<sup>30</sup> Transition(s) 2050, ADEME

<sup>31</sup> Annales des mines nov. 2022 : L'hydrogène décarboné : une stratégie interministérielle et une gouvernance renouvelée 4,78 Mds€ provenant du budget du ministère de la Transition écologique, 1,275 Mds€ intégrés dans le Plan de relance, 1 Mds€ environ provenant du programme d'investissements d'avenir (devenu France 2030), puis 1,9Mds€ supplémentaires de France 2030.

<sup>32</sup> France Hydrogène Livre blanc 2022

▪ Raffinage	50 000
▪ Ammoniac « conventionnel »	20 000
▪ Molécules de synthèse	425 000
e-méthanol	205 000
e-carburants type SAF ou e-kérosène	165 000
autres besoins (e-methane, etc.)	55 000
▪ Sidérurgie	250 000
▪ Industrie diffuse	12 000
▪ Chaleur industrielle	6 500
▪ Autres (non précisés)	51 500

Figure 1 : Demande (tH<sub>2</sub>/an) de l'industrie en hydrogène bas-carbone à horizon 2030, France Hydrogène

L'association France Hydrogène<sup>28</sup> regroupe aujourd'hui plus de 455 membres, dont des grands groupes de l'industrie, de l'énergie et des transports, un réseau de PME et ETI ainsi que les principaux acteurs de la recherche. Les projets se multiplient sur le territoire que ce soient des projets d'implantation ou le lancement de nouvelles usines ou chaînes de production pour la fabrication d'équipements et composants clefs des technologies de l'hydrogène. Ainsi, en septembre 2022, 10 projets français<sup>33</sup> ont été sélectionnés pour un soutien de 2,1 milliards d'euros, dans le cadre européen (guidelines pour les aides d'État) des Projets importants d'intérêt européen<sup>34</sup> (PIIEC), pour un investissement total, incluant les collectivités territoriales et les entreprises, de 5,3Md€. Ce plan inclut en particulier la construction<sup>35</sup> sur le territoire de quatre giga usines d'électrolyseurs. Les quatre projets<sup>36</sup>, pour lesquels on attend la décision finale d'investissement et la signature d'un contrat via la BPI, sont ceux de McPhy et John Cockerill, fabricants électrolyseurs alcalins à haute pression, Elogen, fabricant d'électrolyseurs PEM et Genvia, fabricant d'électrolyseurs à oxyde solide (haute température). Ces quatre giga usines représenteraient jusqu'à 40% du marché européen des électrolyseurs à l'horizon 2030).

### 1.2.1. La nécessité de sécuriser notre approvisionnement en électricité bas carbone

Le procédé d'électrolyse de l'eau à partir du réseau électrique national, déjà bas carbone à plus de 90%, satisfait, selon les données de la base carbone de l'Ademe, déjà aux normes européennes (taxonomie) de <3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub><sup>37</sup> pour l'hydrogène dit « bas carbone ». 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

<sup>33</sup> <https://www.gouvernement.fr/discours/presentation-de-la-strategie-hydrogene-discours-delisabeth-borne-premiere-ministre#:~:text=Avec%20l'hydrog%C3%A8ne%2C%20nous%20pourrons,durables%20et%20d'ind%C3%A9pendance%20%C3%A9nerg%C3%A9tique.>

<sup>34</sup>Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) - mis en place pour soutenir la recherche, le développement et le premier déploiement industriel de technologies liées à l'hydrogène propre.

<sup>35</sup><https://www.gouvernement.fr/actualite/faire-de-la-france-le-leader-de-lhydrogene-decarbone-avec-france-2030>

<sup>36</sup> <https://www.rechargenews.com/energy-transition/four-electrolyser-gigafactories-to-be-built-in-france-as-part-of-2-1bn-state-aid-hydrogen-push/2-1-1324418>

<sup>37</sup> Des discussions sont en cours au niveau européen pour fixer ce seuil à 3,38 kg éq. CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>.

associées à la production d'électricité d'origine renouvelable telle que définie dans l'acte délégué RED II.

Provenance de l'électricité	Intensité carbone (kgCO <sub>2</sub> eq/kgH <sub>2</sub> )
Réseau France (2023)	2,77
Réseau Europe (2023)	19,8
Photovoltaïque	2,58
Éolien	0,70
Hydraulique	0,45
Mix 100% ENR	1,59

Tableau 1 : Intensité carbone de l'hydrogène en fonction de la source d'électricité, base carbone ADEME

L'approvisionnement des électrolyseurs par le réseau électrique permet de garantir les besoins d'**approvisionnement continu en hydrogène des procédés industriels**. Pour rappel, dans son étude de 2020<sup>38</sup>, RTE avait analysé différents modèles d'acteurs pour la production d'hydrogène propre en France, avec plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs : 1) un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire ; 2) un approvisionnement sur le marché de l'électricité en base, hors situations de tension ; 3) un couplage avec de la production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre de modèles « locaux ». Au-delà des questions économiques RTE note **qu'un modèle où l'hydrogène bas-carbone serait produit de manière irrégulière soulèverait des enjeux importants pour l'intégration avec les process industriels**.

Le réseau électrique permet des taux de charge élevés, et donc permet de maximiser la production à partir de la capacité physique d'électrolyse que la France va devoir déployer dans un temps très court. Dans son livre blanc 2022, France Hydrogène indique que « *Le facteur de charge de l'électrolyseur est déterminant pour être en mesure de répondre à la demande. Il est déterminé par la disponibilité de la source d'électricité utilisée pour son approvisionnement. Un approvisionnement en électricité du réseau en fonctionnement de base permet d'atteindre des facteurs de charge élevés, jusqu'à 80 % (environ 7000 h/an), optimisant au mieux le fonctionnement et les coûts de l'électrolyseur.* »

À la différence de l'hydrogène renouvelable importé, l'hydrogène produit par électrolyse en France **ne nécessite pas de transformations profondes de l'infrastructure de transport (RTE, 2020) mais peut s'appuyer sur le réseau de transport d'électricité existant, qui alimente déjà les grands bassins industriels**. Pour citer RTE (RTE, 2020) : « *Une analyse en profondeur des enjeux pour le réseau public de transport a été publiée par RTE le 17 septembre 2019 dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR). Ce schéma montre que le réseau est actuellement bien maillé, avec peu de zones de fragilité. [...] Les études menées dans le SDDR montrent que les aménagements structurants à opérer en France à horizon 2030 ne consistent pas en la construction d'ouvrages neufs en site vierge, mais au renforcement de lignes existantes* ».

France Hydrogène prévoit le déploiement dans les cinq ans de sept bassins de consommation ou « hubs territoriaux » d'hydrogène, multi-usages (industrie et mobilités), au cœur des zones industrielles et portuaires et à proximité des grands axes européens de transport lourd : ces bassins comptent trois des principaux ports français (Dunkerque, Nantes Saint-Nazaire et Fos-Marseille), deux grands axes économiques (l'axe Seine allant du Havre jusqu'à l'aéroport Charles-de-Gaulle, et la vallée du Rhône et le bassin rhônalpin), ainsi que les zones frontalières avec l'Espagne (bassin de Lacq) et l'Allemagne.

<sup>38</sup> (RTE, 2020) : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

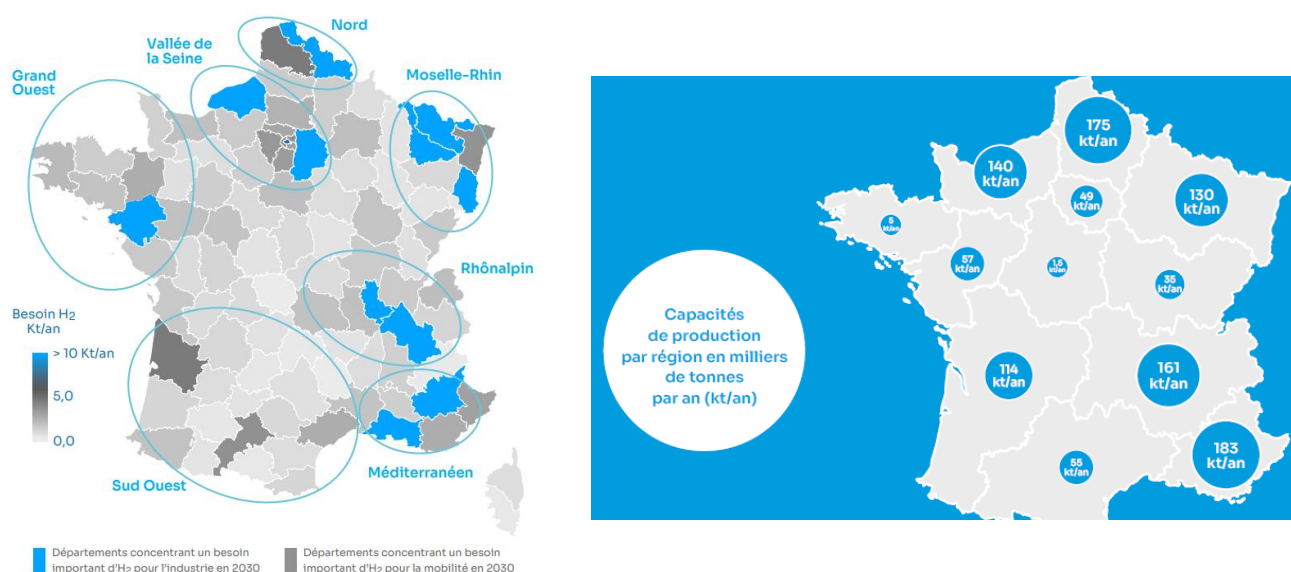


Figure 2: Bassins et capacités de consommation à l'horizon 2030, source : France Hydrogène<sup>39</sup>

Ces grands pôles de consommation 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 (de l'ordre de 85% d'ici 2030) au sein de 7 bassins déjà identifiés crée une opportunité de mutualiser les unités de production massive, alimentées par le réseau de transport d'électricité, pour générer des économies d'échelle. Au sein des bassins, des moyens de conditionnement, de logistiques et des canalisations seront nécessaires pour relier ces productions semi-centralisées aux usages diffus. À partir de 2040, au fur et à mesure de la croissance des volumes d'hydrogène, ces hubs territoriaux pourraient être alimentés par des petits réacteurs modulaires de type Nuward, plus adapté à des productions décentralisées et flexibles d'hydrogène propre à partir d'électricité et de chaleur flexibles. Rappelons que Nuward est prévu, dès sa conception, pour permettre des hybridations électricité/chaleur avec par exemple des électrolyseurs haute-température.

RTE évalue la demande électrique en 2030 à un total annuel de 30 TWh, pour une production de 600 ktH<sub>2</sub>/an<sup>6</sup>. À l'horizon 2050, RTE<sup>40</sup> a étudié, un scénario « réindustrialisation profonde », qui estime une consommation annuelle de 171 TWh pour l'hydrogène, soit **23% de la consommation électrique** à cette date. Ce scénario prévoit une reconstruction de l'appareil productif autour de solutions bas-carbones. Il conduirait à retrouver sur le temps long un niveau de l'industrie manufacturière dans le PIB voisin de celui du début des années 2000 et un solde commercial très positif. Ainsi, réduire nos importations et développer l'industrie en France aurait un impact positif sur notre empreinte carbone. Un tel schéma de développement permettrait d'éviter 25 MtCO<sub>2</sub>eq/an d'émissions de GES à l'horizon 2030 grâce à la réindustrialisation, et jusqu'à 900 MtCO<sub>2</sub>eq sur la période 2020-2050. À noter que le scénario reste conservatif par rapport aux hypothèses transmises par l'UNIDEN dans la consultation.

<sup>39</sup> « Trajectoire pour une grande ambition hydrogène », France Hydrogène, septembre 2021. Et « Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030 ». Volet 2, France Hydrogène, décembre 2022

<sup>40</sup> Rapport Futurs énergétiques 2050, RTE



Effets du scénario de réindustrialisation profonde sur les émissions territoriales et l'empreinte carbone de la France

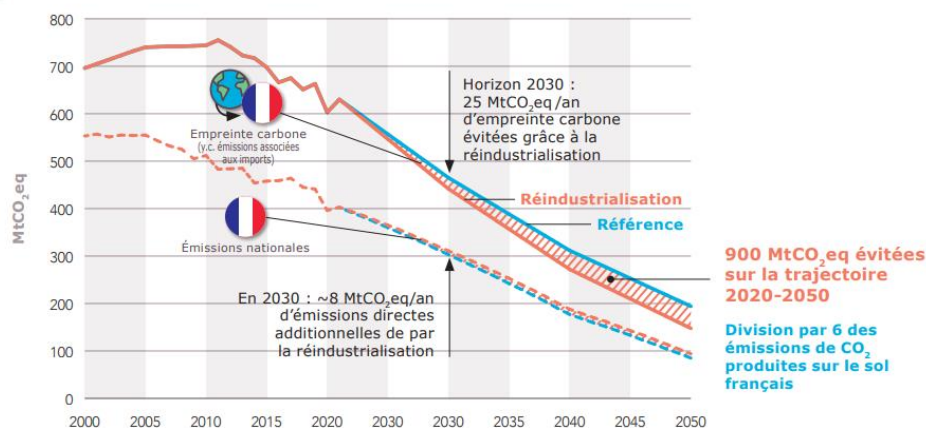


Figure 3 : Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur l'empreinte carbone de la France, source : RTE, Futurs énergétiques 2050

Dans son livre blanc Acte I, « Garantir la sécurité d'approvisionnement électrique » publié en janvier 2022, la Sfen recommande, pour assurer la disponibilité de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène propre, de maintenir en opération tous les réacteurs nucléaires autorisés à fonctionner au-delà de 50 ans par l'autorité de sûreté, ainsi que de lancer un programme de construction de trois paires d'EPR2 en renouvellement du parc actuel afin d'assurer un socle nucléaire, aux côtés des renouvelables, à l'horizon 2050 ;

## 2. Les enjeux économiques

Au-delà des défis industriels, le succès de la stratégie française repose sur la nécessité de produire de l'hydrogène propre à des prix compétitifs. Il s'agit tout d'abord, par rapport aux industriels déjà consommateurs d'hydrogène, de proposer un hydrogène bas-carbone compétitif par rapport à l'hydrogène produit aujourd'hui, à savoir par le vaporeformage du méthane, un procédé très carboné. En ce qui concerne les nouveaux usages industriels de l'hydrogène, il s'agit de s'assurer que la mise en place des nouveaux procédés sur la base d'hydrogène propre n'induit pas de perte de compétitivité pour l'industriel. Des études récentes permettent d'éclairer ces points, même si la crise des marchés du gaz, comme celle des marchés de l'électricité, rend difficile la lecture des repères économiques à court terme.

Mais aussi, **l'hydrogène propre produit en France doit être compétitif pour les industriels par rapport à l'hydrogène renouvelable importé**. En effet, face à la stratégie de production nationale, plusieurs voisins, comme l'Espagne et l'Allemagne, pressent la France d'investir dans des infrastructures de transport d'hydrogène par pipeline. L'Espagne a annoncé<sup>41</sup> en octobre 2022, après l'abandon du projet controversé de gazoduc « MidCat », le projet d'un nouveau pipeline baptisé « BarMar », pour Barcelone-Marseille, destiné à transporter de l'hydrogène renouvelable depuis la péninsule ibérique. Finalement, le 9 décembre 2022 à Alicante en Espagne, lors du sommet éponyme du projet de transport d'hydrogène depuis la péninsule ibérique (ce qui inclut un pipeline sous-marin reliant Barcelone à Marseille) finalement baptisé « H2Med », le président français, Emmanuel Macron, la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, le chef du gouvernement espagnol, Pedro Sanchez, et le président portugais, Antonio Costa ont présenté les différentes modalités du dit projet qui devrait permettre le transport de 2 millions de tonnes d'hydrogène par an, et dont le coût se monte à 2,5 Mds€ (au moment de l'annonce). De son côté, le norvégien Gassco<sup>42</sup> réfléchit à un projet de gazoduc vers l'Allemagne, qui pourrait être prêt en 2030 et livrer jusqu'à 4 millions de tonnes d'hydrogène par an. Ce pipeline pourrait être alimenté par de l'hydrogène bleu (hydrogène produit à partir de fossile, ici du gaz naturel, avec un système CCS), ou par de l'hydrogène vert à partir d'une capacité d'électrolyseur de 26,5GW en fonctionnement continu, ce qui nécessiterait environ 230 TWh d'électricité par an. D'une manière générale, l'Allemagne prévoit d'importer massivement de l'hydrogène renouvelable via des accords avec des pays hors d'Europe. Un effet d'annonces de la part 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, beaucoup de questions se posent que ce soit sur le coût de transport de l'hydrogène liquéfié (possiblement disponible seulement sous forme d'ammoniac), importé via les terminaux d'Europe du Nord, ou sur les coûts aval de la chaîne de distribution jusqu'aux sites industriels utilisateurs.

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.

<sup>41</sup><https://www.usinenouvelle.com/article/le-gazoduc-midcat-remplace-par-l-hydrogenoduc-bar-mar-sous-marin-entre-barcelone-et-marseille.N2058557>

<sup>42</sup><https://www.montelnews.com/news/1373640/gassco-eyes-18-gw-hydrogen-pipeline-to-germany-for-2030>



## 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 actualisés<sup>43</sup> rapportée 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 €/kgH<sub>2</sub> et se calcule selon la formule suivante :

*Formule du Levelized Cost Of Hydrogen*

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

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 kgH<sub>2</sub>.

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). 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 partage des compétitivités proches.

<sup>43</sup> 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.



Ainsi, il est aujourd'hui difficile de trancher *définitivement* quant à 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 alors choisir ?* Du point de vue de la collectivité, qui est celle 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.** Ceci étant dit, cette partie 2.1. traitera des coûts de production de l'hydrogène uniquement.

### 2.1.1. Hydrogène bas carbone d'origine fossile

La production d'hydrogène bas-carbone d'origine fossile, dit « bleu », consiste à produire de l'hydrogène fossile selon la méthode actuelle de vaporeformage du méthane, émettant 10 kg éq.CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub><sup>44</sup>, puis de capter suffisamment de carbone pour passer sous le seuil des 3 kg éq.CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>. 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 rajouter celles du captage, du transport et du stockage, qui comportent chacune des risques de fuite et sont donc des enjeux importants. Selon France Stratégie<sup>45</sup> (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). Il en résulte une intensité carbone de l'ordre de 2,8 kg éq.CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>, en deçà du seuil fixé par l'Europe, mais qui laisse peu de marge d'erreur sur les estimations.

Le coût de production de l'hydrogène bleu 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<sub>PCS</sub> dans les conditions économiques d'avant 2021, le coût de l'hydrogène produit se situe entre 1 et 2 €/2021/kgH<sub>2</sub><sup>46</sup> avant prise en compte des effets des GES. À cela s'ajoute l'ensemble des infrastructures nécessaires rendre l'hydrogène bas-carbone, correspondant à un coût supplémentaire évalué pour les technologies de CCS classiques entre 0,21 (pour les évaluations les plus optimistes) et 1,45 €/2021/kgH<sub>2</sub><sup>47</sup>. **Selon ces calculs, le prix de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile se situe entre 1,2 et 3,5 €/2021/kgH<sub>2</sub><sup>48</sup> - avec en hypothèse sous-jacente structurante, un prix du gaz naturel situé entre 20 et 40 €/2021/MWh<sub>PCS</sub>.**

Jusque très récemment, un tel coût faisait de la filière vaporeformage avec CCS l'une des plus compétitives, et donc parmi celles à développer immédiatement. Toutefois, **la flambée des prix sur le marché du gaz détériore fortement la performance économique de l'hydrogène bas carbone d'origine fossile.** Le coût de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile se situe dans une fourchette allant de 4 et 5 €/2021/kgH<sub>2</sub>. En prenant, un prix de la tonne de carbone à 100 € ou symétriquement, un coût du CCS à 1 €/kgH<sub>2</sub> (compte tenu des

<sup>44</sup> CRE, 2021.

<sup>45</sup> France Stratégie : Les coûts d'abattement - Partie 4 – Hydrogène (2022)

<sup>46</sup> Voir (AIE, 2019) ou (RTE, 2020) par exemple.

<sup>47</sup> Le Captage et Stockage géologique du CO<sub>2</sub> (CSC) en France, ADEME, juillet 2020

<sup>48</sup> 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<sub>PCS</sub> ; coût du dispositif de CCS 1 €/kgH<sub>2</sub> ; l'auteur aboutit à un LCOH de 2,46 €/kgH<sub>2</sub>.

émissions associées à la production d'hydrogène fossile), **l'hydrogène d'origine fossile, bas carbone ou non, affiche un LCOH de l'ordre de 5 à 6 €/kgH<sub>2</sub>**.

Une grande incertitude pèse donc aujourd'hui sur la filière vaporeformage avec CCS. Au-delà du coût, il est probable qu'elle ne souffre de manière durable d'un manque de confiance des acteurs industriels et d'une volonté de nombreux industriels de s'affranchir, en passant à l'hydrogène, d'une dépendance vis-à-vis du gaz naturel. En effet, il est clair qu'une telle dépendance au gaz, qu'ils viennent de Russie ou d'ailleurs (c'est-à-dire principalement des États-Unis) soulève des questions de souveraineté économique sur le prix du gaz, donc sur le prix de l'hydrogène, si l'Europe décide cesser ses importations russes) ou, à tout le moins, des questions géopolitiques si l'Europe continue d'importer depuis la Russie, se rendant de facto dépendante de la politique russe.

### 2.1.2. Coût de production de l'hydrogène par électrolyse

L'électrolyse de l'eau (électrolyse dans la suite) consiste en la décomposition de deux molécules d'eau liquide, en deux molécules de dihydrogène (H<sub>2</sub>) et une molécule de dioxygène. L'électrolyseur comprend la pile, où se déroule la réaction chimique, et le reste de l'installation, c'est-à-dire l'alimentation électrique, le système d'approvisionnement en eau et sa purification, le système de compression, éventuellement les tampons d'électricité et d'hydrogène et le traitement de l'hydrogène.

Comme il apparaît dans la formule du LCOH (cf. encart ci-dessus), pour réduire les coûts de production de l'hydrogène, à technologie fixée, on peut soit maximiser le dénominateur, c'est-à-dire maximiser la production annuelle d'hydrogène ; soit minimiser le numérateur, ce qui revient à trouver une solution de compromis entre coût fixe (capacité d'électrolyse) et coût variable (le coût de l'électricité) (RTE, 2020).

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. Très souvent, ces études diffèrent par les hypothèses (de coûts notamment) qu'elles prennent. En outre, elles diffèrent sur leur périmètre, selon qu'elles prennent les coûts de production stricto sensu aux bornes de l'unité de production (c'est le cas de l'ADEME<sup>49</sup>) ou qu'elles prennent une partie de la chaîne aval (c'est le cas de RTE<sup>50</sup>).

Globalement, le LCOH de l'hydrogène électrolytique en production domestique est sensible :

- **Au coût des électrolyseurs** : il existe globalement trois technologies d'électrolyseurs<sup>51</sup>. 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**

<sup>49</sup> 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 €/kgH<sub>2</sub> 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.

<sup>50</sup> (RTE, 2021) intègre les coûts de transport et obtient les résultats suivants : 7,3 €/kgH<sub>2</sub> pour le mode de production « Marginal renouvelable ou nucléaire », 3,8 €/kgH<sub>2</sub> pour le mode « Autoproduction PV » et enfin 3,0 €/kgH<sub>2</sub> pour le mode « Base hors situation de tension ». Mettant en exergue les coûts de transport.

<sup>51</sup> Les électrolyseurs à membrane échangeuse d'anions (AEM) constitue une quatrième voie technologique. Voir par exemple la société Gen-Hy.

(Solid Oxyde Electrolyzer Cell). Cette dernière technologie, très prometteuse du fait de son haut-rendement<sup>52</sup>, dispose d'un taux de maturité technologique (TRL) moins élevé. **La construction d'électrolyseurs plus puissants, l'innovation et les effets d'échelles 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€<sub>2021</sub>/kWe, selon la puissance nominale de l'installation. Pour les SOEC, on se situerait autour de 400€<sub>2021</sub>/kWe. À partir de 2030-2040, il y a stagnation des coûts, suivant la technologie et la puissance nominale de l'installation. Ceci milite fortement pour la consolidation, dès aujourd'hui, d'une filière industrielle afin de produire un hydrogène compétitif à ces horizons de temps quel que soit le modèle d'affaires ;

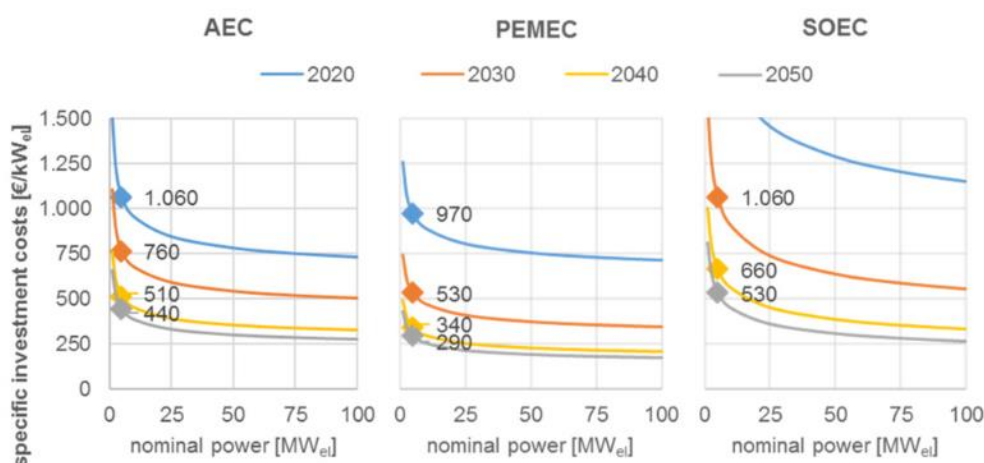


Figure 4 : Évolution du CAPEX des électrolyseurs selon la Commission européenne<sup>53</sup>

- **Au taux de charge des électrolyseurs** : un nombre d'heures de fonctionnement<sup>54</sup> élevé permet d'amortir les sommes investies (on ne fait pour l'instant aucune hypothèse 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. Économiquement, en France, la majorité des études (CRE, 2021<sup>55</sup>; RTE, 2020<sup>56</sup> ; CEA, 2022) convergent vers la conclusion suivante : **une fourniture continue d'électricité, en base hors période de tension (épisode de prix élevé), 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 le tire à la baisse). Une telle situation peut servir de base rationnelle à une réflexion sur la mise en place de contrats à prix fixe et de long terme (type 'PPA') entre gros producteurs

<sup>52</sup> 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.

<sup>53</sup> <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c58ae3ff&appId=PPGMS>

<sup>54</sup> 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).

<sup>55</sup> <https://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2021/06/GT4-Rapport-final-Hydrog%C3%A8ne.pdf>

<sup>56</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

(individuellement ou sous forme de consortium) et le(s) producteur(s) d'électricité bas-carbone.

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) suppose de disposer d'une infrastructure de stockage à dimensionner suivant les besoins. C'est un coût supplémentaire ;

**Figure 10.** Illustration des composantes de coûts fixes de l'électrolyseur et des coûts d'approvisionnement en électricité en fonction du facteur de charge (projections à horizon 2035)

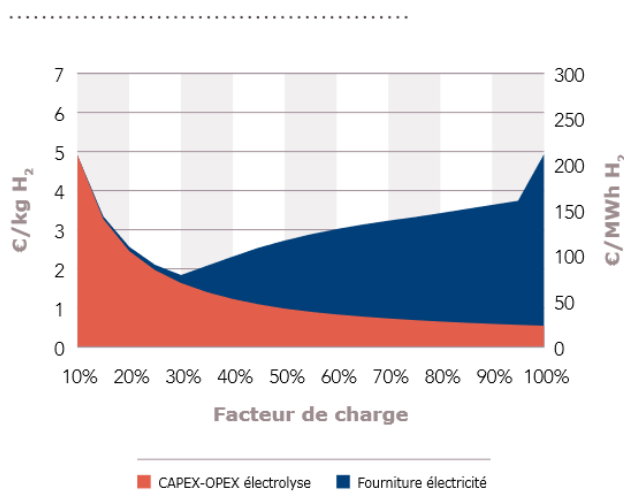


Figure 5 : Illustration des composantes de coûts fixes de l'électrolyseurs et des coûts d'approvisionnement en électricité en fonction du facteur de charge à horizon 2035 (RTE, 2020)

- **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 coût de l'électricité 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 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> pour un prix de l'électricité rendue site entre 45 et 60 €<sub>2021</sub>/MWh**. Toutes choses égales par ailleurs, l'électrolyse à haute température permet de réduire les coûts, avec un LCOH situé entre 2,5 et 3,2 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> (CEA, 2022).

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 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub>, pour un prix de marché de l'électricité de l'ordre de 50 €<sub>2021</sub>/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 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> et 3,1 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> pour une

électricité rendue site de 62,2 €<sub>2021</sub>/MWh et 46,2 €<sub>2021</sub>/MWh<sup>57</sup>. Sans fournir d'indications de prix d'approvisionnement (RTE, 2020) donne une fourchette de coût entre 3 et 4 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> 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 3 à 4 €<sub>2021</sub>/kgH<sub>2</sub> dans les conditions économiques d'avant 2021, et pour un mode de fonctionnement en base.**

Au niveau international (NEA, 2022<sup>58</sup>), 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) entre producteur d'électricité et producteur/consommateur d'hydrogène<sup>59</sup>, 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.** À savoir que le LCOE du nucléaire prolongé (LTO) est très bas de l'ordre de 32 \$<sub>2021</sub>/MWh. Celui du solaire ('Solar – EU'), moins optimiste que dans l'étude du CEA : 42 \$/MWh<sup>60</sup> vs. 20 €/MWh ;

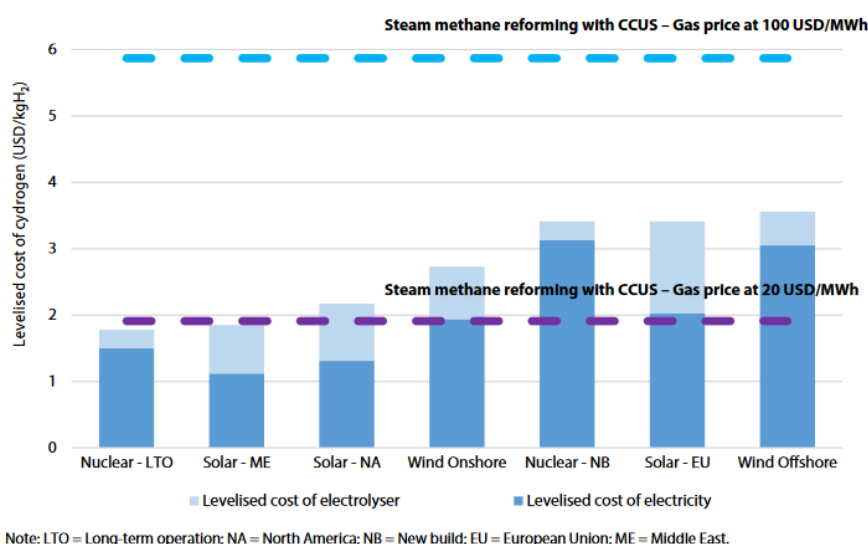


Figure 6 : LCOH par électrolyse pour différents moyens de production de l'électricité (NEA, 2022)

## 2.2. Coût de l'hydrogène importé

Avant de rentrer plus avant dans une discussion quantitative, il faut souligner l'avantage temporel clair à disposer d'une filière de production d'hydrogène par électrolyse sur le territoire français (donc connecté au réseau d'après ce qui précède). Une stratégie de production domestique permet de se dégager des incertitudes, liées aux infrastructures de transport surtout, qu'elles portent sur la disponibilité intrinsèque ou opérationnelle. Enfin, une stratégie

<sup>57</sup> 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%.

<sup>58</sup> NEA, 'The Role of Nuclear Power in the Hydrogen Economy' (2022)

<sup>59</sup> 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).

<sup>60</sup> 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.

d'importation exposerait l'approvisionnement domestique d'hydrogène propre aux éventuelles volatilités sur les futurs marchés internationaux de l'hydrogène propre (hors contrat de fourniture de long terme). On a vu en particulier, dans la crise énergétique, que les prix des marchés du GNL (gaz naturel liquéfié) dépendaient avant tout de l'offre et de la demande, et non pas du coût de revient.

Nous avons vu supra que les coûts de production (seule) de l'hydrogène propre importé sont relativement faibles (entre 1,7 et 3 €/2021/kgH<sub>2</sub> suivant le lieu de production et la technologie d'électrolyse). L'intérêt de la filière repose sur les faibles coûts de production du solaire (en péninsule ibérique pour des importations au sein de l'Europe ou depuis le Moyen-Orient comme dans l'étude de la NEA). Pour un hydrogène importé depuis la péninsule ibérique (et produit à partir d'un parc solaire), **au périmètre de la seule production**, les évaluations arrivent à un coût de l'ordre de l'ordre de 2,5 €/2021/kgH<sub>2</sub> avec une technologie d'électrolyse basse température – ce qui en fait la filière la plus compétitivité.

Toutefois, le LCOH calculé au périmètre de la production seule ne rend pas compte du coût de revient de l'hydrogène distribué au consommateur final, on peut parler de LCOH distribué (LCOHD). **Il faut alors consolider les coûts aval (compression, stockage, transport) avec le LCOH.** En particulier, dans le cas des filières d'importation européenne et extraeuropéenne, le coût de la chaîne aval représente respectivement de quelques dizaines de pour cent 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 aval beaucoup plus faibles (en relatif et en absolu). Dans la suite, nous passons en revue ces trois étapes de la chaîne de valeur de l'hydrogène, essentielles pour la compréhension.

### 2.2.1. La compression

La compression est souvent nécessaire, car l'hydrogène a une masse volumique très faible. Compresser le gaz, pour obtenir plus de masse dans un même volume et réduire ainsi les coûts de transport et de stockage au kilogramme d'hydrogène produit, constitue un arbitrage économique (pour le choix du mode de transport par exemple) et/ou une contrainte technique (pour certains usages). 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'IRENA<sup>29</sup>, les coûts de compression, relativement faibles au regard des autres coûts, ne constituent pas un challenge 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.

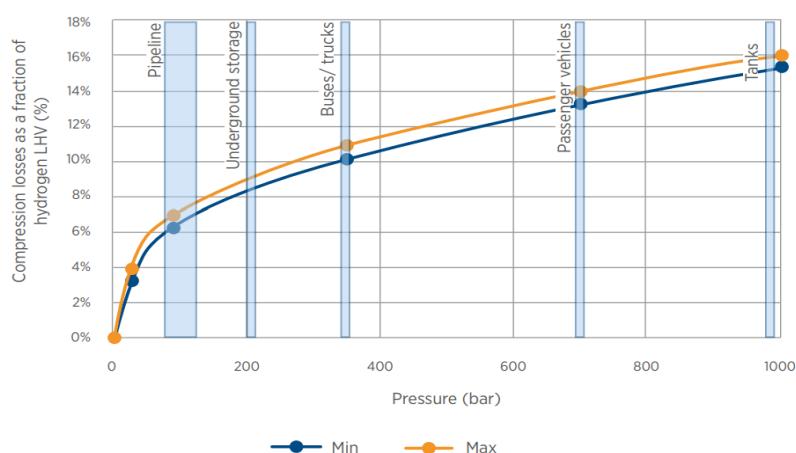


Figure 7 : Perte de rendement dû à la compression en fonction de la pression, IRENA



### 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.

**La mobilité.** Un des enjeux pour la mobilité est de maximiser l'autonomie du véhicule. C'est-à-dire, maximiser la quantité d'hydrogène embarquée. Donc, à volume donné, maximiser la pression de stockage. Ou symétriquement, à pression donnée, maximiser le volume de stockage embarqué. Le mode préférentiel de stockage, que ce soit pour les réservoirs embarqués ou les stations-service d'hydrogène, est celui du stockage sous pression par réservoir. Il est également envisagé de liquéfier l'hydrogène pour un gain de volume maximal. Dans ce cas, le CAPEX de l'installation par kilogramme d'hydrogène produit est réduit, mais les OPEX croissent (cf. tableau 2). Naturellement le prix de l'hydrogène comprimé dépend de la pression de sortie de l'électrolyseur et de celle de stockage. France Hydrogène<sup>61</sup> donne un CAPEX de 380 à 450 €/2021/kgH<sub>2</sub> pour une pression de 200 bars, et de 600 à 1000 €/2021/kgH<sub>2</sub> pour une pression de 700 bars, ce qui correspond aux besoins de stockage pour la mobilité lourde. Le stockage en réservoir sous pression est une solution à fort CAPEX, donc à privilégier pour les petits volumes, d'où son usage dans la mobilité.

**La continuité des process industriels.** L'industrie a 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 intersaisonnier<sup>62</sup>). 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 Argonne<sup>63</sup> (cf. tableau 2).

	CAPEX (\$/kgH <sub>2</sub> )	OPEX (\$/kgH <sub>2</sub> )
Hydrogène comprimé	679	1,23
Hydrogène liquéfié	512	2,07
Stockage souterrain	[6,99-17,32]	N/A

Tableau 2 : Coûts CAPEX/OPEX de différentes technologies de stockage, DOE

La France dispose d'un gisement de stockage souterrain plus réduit comparé à d'autres pays, notamment ceux situés en Europe centrale<sup>64</sup>. En outre, les gisements français sont localisés dans des régions spécifiques ce qui nécessitera de rationaliser la décision par le calcul afin

<sup>61</sup> Panorama des solutions Hydrogène, France Hydrogène, 2021.

<sup>62</sup> 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](https://mig.minesparis.psl.eu/wp-content/uploads/2019/01/MIG2018_H2_STOCKAGE.pdf)

<sup>63</sup> Economic Data and Modeling Support for the Two Regional Case Studies, Argonne National Laboratory

<sup>64</sup> Groupe d'intérêt économique Hydrogen Backbone.

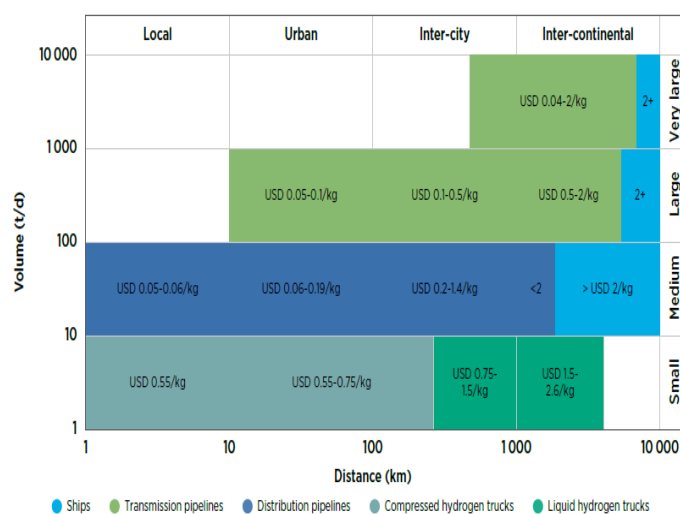


d'éviter toutes sous-performances économiques liées aux coûts de l'infrastructure de transport des lieux de stockage (peu chère) au lieu de consommation. **Dans une telle configuration, un mode de fonctionnement des électrolyseurs en base donne l'avantage de s'affranchir de ces contraintes.**

### 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 ordres<sup>65</sup>. **Un premier ordre qui porte 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 déjà existantes pour le stockage dans les tankers<sup>66</sup>. **Un deuxième ordre qui porte sur le moyen de transport de l'hydrogène.** Il en existe trois principaux : le transport par camion, par pipeline et par bateau.

L'Irena<sup>67</sup> fournit une grille des coûts du transport optimal (mode et moyen) selon la distance et les volumes journaliers. Sauf pour les très longues distances (l'échelle est logarithmique), la distance pilote l'arbitrage du mode de transport ; les volumes journaliers déterminent le moyen de transport. En dessous de 10 t/jour, il faut privilégier le mode de transport par camion. Le choix de la phase de l'hydrogène se fera en fonction de la distance : à partir de quelques centaines de kilomètres, il vaudra mieux liquéfier l'hydrogène. Pour un débit supérieur à 10 tonnes par jour la solution en pipeline est à privilégier jusqu'à une certaine distance. 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 LOCH pour bénéficier de l'infrastructure pétrolière).



Notes: A typical pressure for compressed hydrogen trucks is 500 bar for a 1.1 t capacity (Wulf et al., 2018).  
Source: (Energy Transition Commission, 2021a; Li et al., 2020).

Figure 8 : Prix de différentes technologies de transport en fonction de la distance et du débit (IRENA, 2022)

<sup>65</sup> 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).

<sup>66</sup> <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/stocker-lhydrogene-par-voie-chimique-grace-au-procede-lohc-102990/>

<sup>67</sup> Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal, 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') ou, de la capacité à construire des canalisations dédiées à un coût compétitif<sup>68</sup>. 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 liées 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. Le 'repurposing' 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)<sup>69</sup>.
- **Pour le transport maritime**, il y a une véritable incertitude sur la possibilité technique de disposer d'un tel moyen de transport pour l'hydrogène pur : il n'y a à ce jour que de très petite quantité d'hydrogène transportée par bateau<sup>70</sup> (au plus 2500 m<sup>3</sup> d'hydrogène, soit 175 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, semble prometteuse. Cependant, des incertitudes demeurent, notamment celles liées à l'intensité carbone, la gestion thermique et le coût de l'électricité produite pour transformer l'hydrogène<sup>71</sup>. Une autre option, de plus en plus envisagée, consiste à transporter de l'ammoniac et de le craquer en hydrogène au niveau de sports avant une distribution par camion ou par canalisations. Mais ceci suppose de pouvoir gérer la toxicité de l'ammoniac et le coût environnemental et économique de l'opération de craquage. Enfin, le bateau qui transportera l'hydrogène devra être bas-carbone au risque d'annuler tout bénéfice environnemental, voire, selon la réglementation, de perdre le caractère bas-carbone de l'hydrogène produit.

<sup>68</sup> 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).

<sup>69</sup> Cela suppose notamment d'avoir bien en tête dans quel modèle s'insère l'hydrogène transporté. Si la possibilité technico-économique de transformer les gazoducs en pipe d'hydrogène s'avérait réelle industriellement parlant, alors les coûts des pipelines diminueraient drastiquement. Le coût des pipelines ainsi reconvertis serait de l'ordre de 50 à 80% moins élevé que le coût d'investissement dans de nouvelles canalisations dédiées (source : AIE, 'Global Hydrogen Review 2022').

<sup>70</sup> Hydrogen Forecast To 2050, DNV, 2022.

<sup>71</sup> En particulier, il faut que les pays importateurs et exportateurs disposent d'une électricité décarbonée pour la transformation de l'hydrogène.

### 2.3. Conclusions

Dans cette partie, qui traitait des enjeux économiques attenants aux trois filières de production d'hydrogène propre considérées *dans la stratégie française*, nous avons mis en lumière différents points.

**Pour la filière vaporeformage avec CCS**, le défi est celui de la maîtrise des prix du gaz naturel (ce qui implique de négocier des contrats de gré à gré) qui plombe la compétitivité de l'hydrogène produit. Au niveau de prix actuel, la filière ne pourra pas se développer.

**Pour la filière électrolyse en production domestique**, l'enjeu économique porte principalement sur le mode d'approvisionnement en électricité. Parmi les différents modèles 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 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. Le coût de l'électricité est la variable pilote qui permet de jouer sur la compétitivité du modèle d'affaires. Tout l'enjeu est alors de s'approvisionner avec une électricité bon marché : soit au prix de marché (prix moyen inférieur à 65 €/MWh dans les évaluations citées) ; soit à prix fixe. Un cadre réglementaire nous paraît ici indispensable pour garantir un tel approvisionnement (avec des PPA par exemple). Dans cette perspective, le nucléaire permettrait de 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 permettent de répondre à une demande croissante en hydrogène. Des incertitudes demeurent, notamment sur le taux d'utilisation des infrastructures de transport et de stockage, ainsi que sur le coût de transport. Suivant les évaluations, cette filière peut être plus ou moins compétitive qu'une production domestique. En revanche, il est clair qu'elle présente des risques intrinsèques plus élevés (variation de production, incertitudes industrielles, enjeu géopolitique, etc.).

### 3. Les 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, en particulier au niveau européen.

Les récentes annonces des États-Unis<sup>72</sup> 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 USD<sub>2022</sub>/kgH<sub>2</sub> en fonction du taux d'émissions de GES résultant de l'analyse de cycle de vie de l'hydrogène produit<sup>73</sup>, 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. À 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 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>* ». 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 un véritable mille-feuille réglementaire.

Une note de l'IFRI<sup>74</sup> de septembre 2022 documente le **caractère complexe, fragmenté et incertain du cadre réglementaire européen**, 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.

#### 3.2. Des projets où l'hydrogène bas carboné n'a pas sa juste place

Dans une lettre de septembre dernier<sup>75</sup> adressée à la commissaire européenne de l'énergie, la ministre de l'énergie française déplore 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* ».

<sup>72</sup> MWE: HYDROGEN TAX BENEFITS UNDER THE INFLATION REDUCTION ACT (septembre 9, 2022).

<sup>73</sup> Il existe deux seuils : un premier fixé à 4 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> qui fixe l'éligibilité au programme de crédit, et l'autre à 0,45kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> correspondant au crédit de 3 USD/kgH<sub>2</sub>.

<sup>74</sup> Appréhender et résoudre les dilemmes liés au déploiement de l'hydrogène dans l'UE Notes de l'IFRI, septembre 2022.

<sup>75</sup> 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.

Les orientations et législations en construction **ne donnent pas sa juste place à l'hydrogène bas-carbone, qui peut être produit par électrolyse à la fois par du nucléaire et des renouvelables sur le sol européen**. 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. La législation en préparation centrée principalement sur l'hydrogène renouvelable fait en ce sens porter un risque sur la réussite des stratégies européenne et française de production domestique.

Dans ses deux communications de mars et mai 2022<sup>76</sup> sur le plan REPowerEU, la Commission rappelle 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* ». 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.

Plusieurs textes en cours de discussion ferment carrément 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 à horizon 2030 dans les secteurs de l'industrie (à hauteur de 50 % de la consommation industrielle nationale dans la proposition initiale de la Commission) et dans les transports (2,7 % de la consommation d'énergie finale des transports), mais ne réserve ces cibles qu'à l'utilisation de l'hydrogène renouvelable seulement.

En outre, les versions provisoires de l'acte délégué relatif aux modalités de calcul des émissions ne garantissent pas le caractère « bas carbone » de l'hydrogène produit à partir du réseau électrique français, alors même que l'intensité carbone d'un tel hydrogène se situerait au niveau de celui de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile (cf. tableau 1). Au-delà des aspects physiques, il y a déjà un réel enjeu de cohérence pour assurer la crédibilité de ces textes réglementaires.

Le règlement ReFuel Aviation propose également d'instaurer des trajectoires obligatoires de consommation d'e-kérosène, dérivé de l'hydrogène, progressives dans le temps pour le secteur aérien (à partir de 0,7 % de la consommation finale d'énergie des avions à 2030 dans la proposition initiale de la Commission), qui sont là aussi réservées également aux carburants renouvelables. A l'inverse, le pendant pour le secteur maritime, le règlement Fuel Maritime, a été conçu pour encourager en théorie le déploiement à la fois de carburants maritimes renouvelables et bas carbone dans la consommation d'énergie des navires, avec des règles toutefois insuffisamment détaillées pour les carburants bas-carbone.

Enfin, la proposition de révision de la directive sur la taxation de l'énergie propose d'instaurer des taux minimaux de taxation quasiment indolores sur l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone de 2023 à 2033, date à partir de laquelle la taxation sur l'hydrogène bas-carbone est alourdie pour donner un avantage compétitif non justifié à l'hydrogène renouvelable, alors même que les deux produits répondront aux mêmes exigences de décarbonation.

Par ces choix, les législations contreviennent au libre-choix énergétique des États membres pourtant reconnu par les traités de l'UE (article 194 du traité FUE). Il semblerait que l'inclusion

---

<sup>76</sup> REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable 8 mars 2022

ou non de l'hydrogène nucléaire dans les textes fasse l'objet de négociations au cas par cas sous l'influence de divers représentants d'intérêts, de manière non cohérente et non justifiée.

Ainsi, dans les projets de textes sur le transport maritime, le rapport du député Jörgen Warborn (PPE, Suède) adopté par la commission Transports le 3 octobre 2022 introduit une sous-cible de consommation pour l'hydrogène renouvelable alors que ce n'était pas le cas dans la proposition initiale de la Commission. A l'inverse dans le texte sur l'aviation, la position du Conseil adoptée le 2 juin 2022 ouvre le périmètre du règlement aux carburants bas carbone, produits avec de l'électricité nucléaire et renouvelable.

On peut s'étonner que la Commission persiste à exclure de ses législations en préparation l'hydrogène produit à partir d'électricité nucléaire alors que :

- Le JRC (Joint Research Center) d'Euratom a confirmé, dans son rapport de mars 2021<sup>77</sup> 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).
- Sa Stratégie hydrogène initiale présentée en juillet 2020 prévoyait bien d'encourager le développement de l'hydrogène renouvelable et de l'hydrogène bas-carbone puisqu'elle insistait sur le besoin de ce dernier dans la trajectoire de décarbonation globale européenne.

### **3.3. Un manque de neutralité technologique et de rigueur dans les méthodes d'évaluation environnementales**

#### **3.3.1. 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 Hydrogène<sup>78</sup>, l'Acte délégué (Art 28 (5) RED2 et annexes) de la directive RED II sur les énergies renouvelables relatifs à la méthodologie de calcul des émissions pour les carburants renouvelables d'origine non biologiques (RFNBO<sup>79</sup>) 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 des installations elles-mêmes, qui ne sont pas prises en compte. Il en résulte une intensité carbone de 0 gCO<sub>2</sub>eq/kWh attribuée à l'électricité renouvelable. Pour l'électricité nucléaire, celle-ci se voit attribuer un facteur d'émission générique de 13,10

<sup>77</sup> Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')

<sup>78</sup> France Hydrogen's contribution on the Delegated Act defining a method for assessing GHG emission savings for renewable hydrogen

<sup>79</sup> 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).

g CO<sub>2</sub>eq/kWh, qui prend en compte les émissions liées à l'extraction de l'uranium et son enrichissement<sup>80</sup>. 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 g CO<sub>2</sub>eq/kWh en ACV complet, et à 3,17 g CO<sub>2</sub>eq/kWh en retirant les émissions liées à la construction, à l'exploitation et au décommissionnement des centrales (représentant 40 % du facteur d'émission)<sup>81</sup>.

- 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 ses textes en préparation, la Commission européenne proposait d'attribuer une valeur de 70,56 g CO<sub>2</sub>eq/kWh au mix électrique français pour l'année 2020. Cette valeur moyenne apparaît surévaluée du fait de l'intégration des Outremers et régions ultrapériphériques (RUP) et des zones non-interconnectée (ZNI) dans ce calcul, qui 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 g CO<sub>2</sub>eq/kWh en 2020 et 56,9 g CO<sub>2</sub>eq/kWh en 2021<sup>82</sup>. Par conséquent, le calcul de la Commission européenne devrait être effectué en retirant les RUP et zones non raccordées au réseau métropolitain. Dans le cas contraire, ce choix compromettrait la capacité française à produire de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone à partir de son réseau électrique décarboné. Des sources alternatives doivent pouvoir être utilisées, notamment via une approche centrée sur l'analyse du contenu carbone horaire moyen de l'électricité soutirée du réseau. Par ailleurs, les contrats reposant sur des 'PPA' doivent utiliser les informations disponibles au pas horaire, puisque la composition des mix électriques varie d'heure en heure (voire au pas du quart d'heure pour les échéances de marché les plus courtes ou à chaque instant si l'on veut être strictement précis)

### 3.3.2. Des exigences identiques pour l'hydrogène importé et l'hydrogène produit en Europe

Dans son vote sur la directive RED III le 14 septembre 2022, le Parlement européen a adopté des amendements du rapporteur Markus Pieper (PPE, Allemagne) qui, entre autres, suppriment les conditions environnementales prévues sur les importations éventuelles d'hydrogène. S'il est peu probable que ce vide juridique soit conservé au final à l'issue du trilogue réunissant le Conseil et la Commission, c'est l'occasion de rappeler que les mêmes règles environnementales entre productions domestiques et importations doivent s'appliquer pour éviter des distorsions de concurrence.

<sup>80</sup> Pour le nucléaire, le tableau 3 de l'annexe fixe un facteur d'émission amont à 1,2 gCO<sub>2</sub>eq/MJ (soit 4,32 g CO<sub>2</sub>eq/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 défini à 13,10 g CO<sub>2</sub>eq/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 CO<sub>2</sub>eq/MJ (378 g CO<sub>2</sub>eq/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.

<sup>81</sup> Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')

<sup>82</sup> Base carbone de l'ADEME



### 3.3.3. 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 aujourd'hui une corrélation trimestrielle des productions d'électricité et d'hydrogène, puis horaire à partir du 1<sup>er</sup> avril 2028.

Dans son livre blanc de 2022<sup>83</sup>, 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 une nuit faiblement ventée, où le contenu du mix électrique a une part très importante de sources fossiles.

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 un pas horaire dès que possible. Et selon le même principe de neutralité technologique, ceci doit être étendu à toute utilisation d'électricité.

### 3.4. Au-delà des critères environnementaux, les importations extraeuropéennes soulèvent des questions de justices énergétique et climatique.

Alors que la stratégie européenne prévoit d'importer la moitié de sa consommation annuelle d'hydrogène propre, soit 10 MtH<sub>2</sub> 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'IDDRI<sup>84</sup> 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.

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 englobent 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<sup>85</sup>. 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%<sup>86</sup>. 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

<sup>83</sup> Livre blanc Acte II : le nucléaire en 3 actes 3.2. sensibiliser les consommateurs au caractère bas-carbone de l'électricité qu'ils consomment

<sup>84</sup> IDDRI : importations d'hydrogène en Europe, 29 septembre 2022,

<sup>85</sup> [https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie\\_en\\_Namibie](https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_en_Namibie)

<sup>86</sup> Wikipédia.

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'intéressent 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 sociopolitique se traduisant par une prédominance des priorités économiques des pays importateurs sur le développement durable des pays partenaires.

D'autres auteurs proposent de parler de « *justice hydrogène* », un concept forgé par (Müller et. al 2022) qui subsume six enjeux de justice<sup>87</sup>, 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. Ceci montre l'importance de cet enjeu de justice pour les importations d'hydrogène. (Müller et. al 2022) propose une étude de cas sur les cas de la Namibie et du Maroc pour tester leur concept.

## **3.5. Le besoin d'un régime adapté au cas français**

Comme on a pu le voir, la France, dont le mix électrique, nucléaire et renouvelable est déjà décarboné, ne trouve pas actuellement sa place dans les règles complexes élaborées à Bruxelles.

### **3.5.1. Dérogation à l'exigence d'additionalité**

Les règles européennes cherchent à encourager aujourd'hui 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'additionalité, 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.

Dans ses projets de réglementation, la Commission européenne prévoit toutefois d'accorder une dérogation à cette règle pour des zones aux mix électriques ayant une part dépassant les 90 % d'énergies renouvelables.

Un pays comme la France combinant un mix électrique déjà décarboné à 90 % grâce à son bouquet de renouvelables et de nucléaire devrait pouvoir bénéficier de la même dérogation, sous réserve de ne pas augmenter la consommation de combustibles fossiles dans son mix électrique. Sans cette dérogation, la France serait soumise à une double exigence : des

<sup>87</sup> À savoir : justice procédurale, distributive, 'recognitionale', restaurative, épistémique et relationnelle.

objectifs internes de décarbonation de son hydrogène avec son électricité bas-carbone, et des objectifs supplémentaires uniquement pour l'hydrogène renouvelable.

### *3.5.2. La nécessité d'une reconnaissance pragmatique de l'hydrogène bas carbone, qu'il soit nucléaire ou renouvelable*

Pour valoriser l'hydrogène bas-carbone issu du nucléaire, les différentes mesures sectorielles de soutien à la demande d'hydrogène renouvelable dans l'industrie et les transports, dont l'aérien et le maritime, doivent pouvoir s'ouvrir à toutes les formes d'hydrogène décarboné, y compris issu du nucléaire.

Pour être cohérent et pragmatique, le cadre réglementaire en préparation doit pouvoir encourager la production et la consommation à la fois d'hydrogène renouvelable et d'hydrogène bas carbone de façon neutre, sans introduire de distorsions et de contraintes pour l'une ou l'autre forme d'hydrogène. 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 quantité suffisante et à des prix les plus compétitifs.

Dans le cadre de la Directive sur les marchés de l'hydrogène et du gaz, la présidence tchèque du Conseil de l'UE a proposé d'introduire dans son compromis du 24 novembre une nouvelle mesure permettant d'utiliser de manière optionnelle l'hydrogène bas-carbone pour l'atteinte des quotas de consommation d'hydrogène dans l'industrie et les transports, réservés jusqu'ici à l'hydrogène renouvelable. Soutenue par la France et sept autres États membres, la mesure apporte les garde-fous nécessaires pour s'assurer que l'hydrogène bas-carbone ne se restreigne pas à une labélisation d'hydrogène renouvelable auprès des consommateurs, ni ne puisse servir à être qualifié de renouvelable pour l'atteinte des cibles d'EnR de RED. Respectant un principe de neutralité technologique, une telle mesure permettrait d'apporter la valorisation recherchée pour l'hydrogène bas carbone en garantissant un *level-playing field* avec l'hydrogène renouvelable dans les mesures de soutien à la demande d'hydrogène.