

Rapport

Stratégie de l'Union Européenne sur l'hydrogène Quelle place pour la France ?

30 décembre 2020

Jean-Philippe Tanguy
pour le groupe Identité et Démocratie

Stratégie de l'Union Européenne sur l'hydrogène

Quelle place pour la France ?

Table des Matières

Synthèse	<i>Page 3</i>
Introduction	<i>Page 5</i>
I. La « stratégie hydrogène » de l'UE est un calque du plan allemand, au détriment des intérêts français pourtant bien plus pragmatiques pour lutter efficacement contre le réchauffement climatique.	<i>Page 9</i>
A) La feuille de route de l'Union Européenne sur l'hydrogène, un plan aussi ambitieux qu'irréaliste ?	<i>Page 9</i>
B) La feuille de route pour l'hydrogène illustre la nouvelle vision de la Commission Européenne sur les secteurs économiques stratégiques, dont l'efficacité reste limitée par le maintien des règles de concurrence.	<i>Page 12</i>
C) Plus que la Commission Européenne, il semble bien que l'Allemagne mène la stratégie européenne sur l'hydrogène, au risque d'aller vers une impasse.	<i>Page 17</i>
II La stratégie européenne sur l'hydrogène semble incapable de relever les défis techniques et économiques de la filière.	<i>Page 24</i>
A) L'Union Européenne peut-elle vraiment produire de l'hydrogène « vert » ?	<i>Page 25</i>
B) Les choix technologiques de l'UE ne permettent pas d'espérer un prix abordable de l'hydrogène pour décarboner l'économie ?	<i>Page 32</i>
C) Les contraintes de transport et de stockage de l'hydrogène compliquent encore davantage tout espoir de rentabilité.	<i>Page 40</i>
III Si elle veut atteindre la neutralité carbone sans ruiner l'Europe, la Commission doit faire d'autres choix que suivre les intérêts allemands.	<i>Page 54</i>
A) Le plan actuel de la Commission Européenne rend très improbable la production espérée d'hydrogène vert.	<i>Page 54</i>
B) Un coût du carbone élevé semble la seule façon de rendre l'hydrogène vert crédible sur le marché.	<i>Page 62</i>
C) Les deux seules technologies capables de produire de l'hydrogène vert sont méprisées par la Commission européenne.	<i>Page 71</i>
Conclusions	<i>Page 76</i>
Références	<i>Page 77</i>
Annexes	<i>Page 79</i>

Synthèse

- La Commission Européenne a lancé le 8 juillet 2020 un plan très ambitieux qui considère l'hydrogène produit à partir des énergies renouvelables intermittentes (ENRi – l'éolien et le solaire) comme la clé de la décarbonation de l'économie d'ici 2050 et de la réussite de l'objectif de neutralité carbone.
- La popularité actuelle de l'hydrogène et les espoirs que cette ressource suscite sont justifiés par ses propriétés « miraculeuses ». Atome le plus abondant de l'univers, l'hydrogène produit de l'énergie en ne rejetant que de la vapeur d'eau. Ce vecteur énergétique semble donc le candidat idéal pour remplacer les énergies fossiles.
- Hélas, l'hydrogène n'existe pas sur Terre sous une forme exploitable comme du pétrole ou du gaz naturel (méthane), il faut donc le produire artificiellement. Atome le plus léger et petit, il ne peut être exploité qu'en le comprimant à très haute pression ou en le liquéfiant, ce qui implique des contraintes et des coûts importants.
- A ce jour, l'hydrogène est produit à 95% par des procédés industriels très émetteurs de CO². Le procédé de l'hydrolyse permet une production bas-carbone si elle est alimentée par de l'électricité nucléaire ou renouvelable.
- La stratégie hydrogène de l'UE repose sur un léger changement de doctrine qui autorise des atteintes aux règles de concurrence libre et non faussée et à l'interdiction des aides d'Etat. La Commission reconnaît que le marché peut échouer à investir dans des ruptures technologiques. Néanmoins, la Commission refuse une réelle planification et se contente de cofinancer les acteurs privés sans fixer de véritable stratégie, avec le risque de saupoudrer les subventions en vain.
- A court et moyen terme, aucune technologie n'est capable de produire de l'hydrogène vert vraiment compétitif à partir des ENRi. Faute de piste sérieuse de rupture technique, la Commission ne prévoit entre 2020 et 2030 que le déploiement de capacités de production modestes (6GW puis 40GW d'électrolyseurs) dont la production ne couvrira même pas la consommation actuelle d'hydrogène polluante par l'industrie européenne.
- La Commission Européenne a besoin d'hypothèses optimistes sur l'hydrogène à base d'ENRi pour atteindre la neutralité carbone sans décroissance et pour équilibrer son projet de mix électrique fondé sur les ENRi. En effet, l'hydrogène produit par les ENRi quand les conditions météo sont favorables doit pouvoir restituer de l'électricité en cas de chute de production.
- Le développement de l'hydrogène bas carbone n'est réaliste qu'avec des taxes carbone considérables, de l'ordre de 200 à 500€ par tonne de CO² émise. Comment un tel coût pourrait-il être assumé par les consommateurs sans entraîner - ou justifier - une baisse du niveau de vie causé par l'appauvrissement énergétique de l'Europe.

- Hélas, la production, le stockage et la réutilisation de cet hydrogène produit avec ces ENRi ont un rendement médiocre et donc un coût exorbitant pour des raisons physiques, quels que soient les progrès technologiques. Le déploiement massif d'éoliennes ou de panneaux solaires impliquerait une consommation de matières premières contraire à toute rationalité économique et écologique.
- Si l'électrification est la bonne voie pour la décarbonation, elle impose d'augmenter massivement la production électrique. L'objectif de la Commission qui consiste à la fois à relocaliser de l'industrie pour éviter les importations polluantes, à électrifier les transports et à produire de l'hydrogène tout en limitant la croissance de la production électrique est irréaliste, si ce n'est irresponsable.
- L'objectif est d'autant plus irréaliste que la Commission a choisi de totalement ignorer la filière nucléaire contrairement aux Etats-Unis, à la Chine et à l'analyse de l'Agence Internationale de l'Energie, sur laquelle se fonde pourtant le plan de la Commission.
- A court et moyen termes, la filière nucléaire historique est la seule capable de produire de l'hydrogène à un coût abordable. A long terme, les meilleurs espoirs technologiques pour l'hydrogène bas-carbone proviennent de la combinaison de nouveaux réacteurs produisant de la vapeur à haute température pour favoriser l'électrolyse.
- En réalité, le plan de la Commission Européenne semble une continuité du plan allemand sur l'hydrogène. Berlin fait face à l'échec de sa transition énergétique fondée sur la sortie du nucléaire et le déploiement parallèle des ENRi. Après 500 milliards d'euros dépensés, les émissions de CO² de son système électrique sont toujours 8 fois pires que la France et le prix de son électricité est le plus élevé de l'UE.
- L'Allemagne est dans une impasse et ne dispose que de la solution hydrogène pour atteindre ses objectifs. Après avoir investi 1.4 milliard d'euros dans les voitures à pile à combustible sans résultat probant, Berlin a annoncé un plan de 9 milliards d'euros en juin 2020. Ce plan est une fuite en avant sans perspective technologique crédible et reposant sur des importations d'hydrogène depuis l'Afrique du Nord, une énième aberration écologique.
- La France avait depuis 2019 une stratégie hydrogène raisonnable, fondée sur la décarbonation de l'hydrogène produit par son industrie via de l'hydrolyse utilisant son mix électrique décarboné. À la suite du plan allemand, le gouvernement a annoncé un plan de 7 milliards d'euros.
- Au lieu de s'enfermer dans l'impasse des ENRi, la France devrait saisir l'opportunité du plan hydrogène pour relancer son génie nucléaire et développer des nouvelles générations de réacteurs, à la fois plus modulables, moins chers et plus sûrs.

Introduction

En 1875 dans *l'île Mystérieuse*, Jules Verne imaginait déjà quel rôle pourrait jouer l'hydrogène... « *Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour utilisée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène qui la constituent fourniront une source de lumière et de chaleur inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir.* » Après tout, les propriétés de l'hydrogène étaient connues depuis la fin du XVIIIème siècle par les chimistes Cavendish et Lavoisier.

A plusieurs reprises depuis les chocs pétroliers des années 1970, la filière hydrogène a nourri des espoirs déçus. Présenté en 2002 par le futurologue Jeremy Rifkin dans son livre *l'Economie hydrogène* comme une véritable révolution énergétique, l'hydrogène possède sur le papier des caractéristiques fabuleuses qui en feraient le substitut idéal aux énergies fossiles : vecteur d'énergie le plus abondant dans l'univers, il ne produit que de l'eau et aucune pollution. Comment une telle ressource aurait-elle pu rester ignorée de l'humanité tant d'années ?

En réalité, l'humanité connaît très bien l'hydrogène depuis longtemps, y compris ses contraintes physiques considérables qui la rendent absente de la surface de la Terre de manière aussi exploitable que le méthane. En effet, l'hydrogène est si léger et petit qu'il s'évapore dès qu'il est produit par la croûte terrestre et que la gravité ne peut le retenir, à de rares exceptions près. Aussi, l'hydrogène doit être produit artificiellement.

95% de l'hydrogène est fabriqué à partir du reformage (ou vaporeformage) du méthane ou du charbon, un procédé qui produit environ 10 tonnes de gaz à effet de serre (GES) pour 1 tonne d'hydrogène. L'électrolyse permet de fabriquer de l'hydrogène à partir de l'eau en décomposant sa molécule avec de l'électricité. Si cette dernière est nucléaire ou renouvelable, l'hydrolyse est bas-carbone mais si elle provient du charbon, son bilan carbone est pire que le reformage du méthane !

Dans de telles conditions, on comprend qu'un demi-siècle après le choc pétrolier et 20 ans après la prophétie de Jeremy Rifkin, l'hydrogène soit resté marginal dans le mix énergétique européen et mondial.

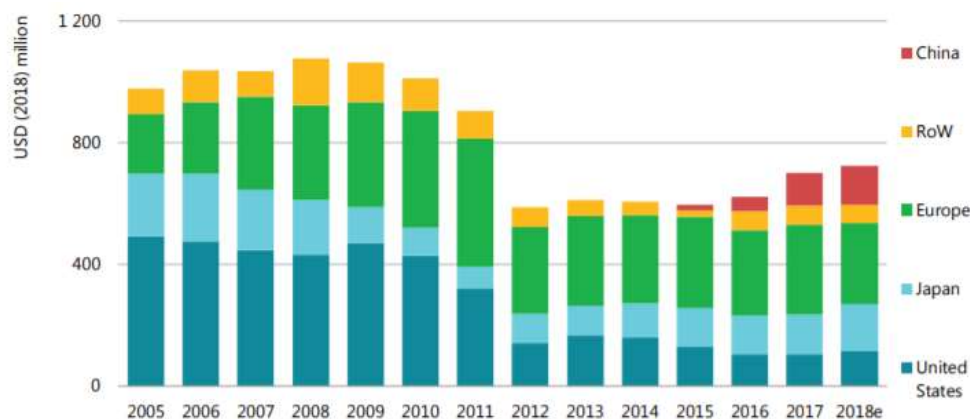
Selon l'Agence International de l'Energie (AIE) qui a présenté au G8 un rapport détaillé à la demande du Japon en 2018, le temps d'investir dans le développement de l'hydrogène serait venu. Selon ses experts, la crédibilité technologique de la filière serait désormais suffisante pour risquer les gigantesques investissements nécessaires à son déploiement industriel – près de 1000 milliards d'euros en Europe d'ici 2050. Pour la Commission Européenne, ce changement justifierait que l'hydrogène occupe 14% de la consommation d'énergie en 2050.

Afin de faire face à la crise économique provoquée par la catastrophe sanitaire du Covid19, l'Union Européenne et plusieurs pays membres ont choisi d'axer leur plan de relance sur des investissements d'avenir en accord avec leurs ambitions climatiques et le développement des Energies renouvelables intermittentes (ENRi) que sont l'éolien et le

solaire photovoltaïque, dont la popularité est inversement proportionnelle à leur capacité à résoudre la crise écologique, tant le rapport entre les matières premières nécessaires à leur fabrication et leur rendement énergétique effectif est médiocre.

Les plans annoncés par la Commission Européenne et les pays européens sont censés conforter les investissements du continent depuis 50 ans pour la filière hydrogène et les piles à combustibles, en particulier l'industrie automobile allemande. Néanmoins, contrairement au Japon, à la Chine ou aux Etats-Unis qui, par définition, ont une politique nationale unique pour leur budget, la multiplication des budgets en Europe ne signifie pas, loin s'en faut, une politique coordonnée entre les différentes nations du continent.

Dépenses publiques dans la filière hydrogène et les piles à combustible (Source : AIE)



Pour l'AIE, il ne fait aucun doute que l'hydrogène peut jouer un rôle critique dans la lutte contre le réchauffement climatique. Néanmoins, l'AIE reste beaucoup plus prudente sur les hypothèses de faisabilité technique et de rentabilité économique que la Commission Européenne.

L'AIE différencie bien deux objectifs distincts ayant chacun leur échéance technologique. A court et moyen terme, d'ici 2035, le consensus estime qu'il est possible d'utiliser l'hydrogène pour décarboner certains usages industriels et utiliser les piles à combustibles rentables pour les véhicules individuels et lourds.

A plus long terme, et avec moins de certitudes techniques quant à la rentabilité économique, l'AIE estime probable de pouvoir utiliser l'hydrogène comme vecteur de stockage des énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire photovoltaïque. En revanche, l'agence ne nie nullement le coût encore très important d'un hydrogène « vert » et les doutes sérieux qui demeurent sur sa faisabilité technique.

L'AIE rappelle notamment que sans rupture technologique majeure, il faudrait consacrer la totalité de la production électrique de l'Union Européenne pour produire par électrolyse les 70 tonnes d'hydrogènes qui sont aujourd'hui produites par la chimie lourde. Avec de tels ordres de grandeur de rendement, comment croire que l'hydrogène puisse devenir un vecteur énergétique crédible à grande échelle ?

Enfin, le rapport de l'AIE explique sans ambiguïté que l'hydrogène devient une technologie crédible du fait de la hausse durable du coût de l'énergie mais aussi du consensus qui existe désormais, en tout cas en Europe, de pénaliser financièrement les émissions de gaz à effet en donnant un « prix au carbone ». Si cette pénalité permettrait

d'intégrer sans conteste les externalités négatives des énergies polluantes (maladies cardio-respiratoires, morts prématurées, détérioration des écosystèmes) elle signifie aussi une diminution du pouvoir d'achat des ménages qu'on ne peut ignorer. Pourtant, le plan de la communication de l'UE ignore complètement cet enjeu.

Une analyse précise du plan de la Commission indique en réalité que les promoteurs de l'hydrogène comme vecteur énergétique central de la transition énergétique ne savent tout simplement pas où ils vont. Les deux premières étapes proposées par la Commission entre 2020 et 2030 indiquent des objectifs d'installations d'électrolyseurs très modestes -6GW puis 40GW- qui ne sont même pas capables d'atteindre les petites productions d'hydrogène visées par le plan -1 puis 10 tonnes, soit ce que consomme actuellement l'industrie européenne.

Puis, entre 2030 et 2050, une révolution technologique dans laquelle le consortium européen des entreprises de l'hydrogène demande de « croire » (« believe ») dans une communication présentée en 2019 est censée rendre accessible la production d'hydrogène par hydrolyse provenant d'un mix électrique fonctionnant sur 50% d'électricité éolienne et solaire. Ce véritable « acte de foi » a peu à voir avec un plan rationnel d'une institution publique mais s'inscrit dans un contexte général d'autosatisfaction de la Commission Européenne envers des plans industriels qui n'ont pourtant pas fait leur preuve. Ainsi dans sa communication du 8 juillet 2020, la Commission prend comme modèle pour sa stratégie hydrogène le « succès » de l'alliance européenne sur les batteries, projet tout à fait bienvenu mais qui n'a pour le moment rien produit de concret autre que ce que la France finance et organise.

En réalité, il semble que ce ne soit pas la Commission Européenne qui vienne au secours de la filière hydrogène, mais la future filière hydrogène qui doit secourir les plans de la Commission pour la décarbonation du climat. En effet, seul l'espoir d'un hydrogène vert abondant et abordable pourrait rendre réalistes les engagements climatiques de l'UE.

Afin de lutter contre le réchauffement climatique, la Commission et les Etats-membres se sont donnés des objectifs de réduction des gaz à effet de serre particulièrement ambitieux et qui ont été renforcés. Ainsi, Bruxelles a fait passer pour 2030 de -40 à -55% ses objectifs de diminution des GES par rapport à 1990. En 2050, c'est la neutralité carbone qui est visée, c'est-à-dire l'engagement que l'économie européenne ne produira pas un gramme de CO² en plus de ce que l'écosystème de son territoire ne peut absorber chaque année.

Mieux encore, la Commission promet de remplir cet objectif, qui revient à baisser nos émissions 4 fois plus vite dans les 30 prochaines années que durant les 30 précédentes, sans décroissance, sans perte de pouvoir d'achat et sans altération du niveau de vie. Comme si ces objectifs ne suffisaient pas, la Commission s'est aussi engagée à assurer plus de 50% de son mix électrique à partir d'énergies renouvelables. En novembre 2020, elle a ainsi annoncé un plan considérable de développement des éoliennes en mer, passant de 12GW à 300GW en seulement 30 ans.

Si ces objectifs sont louables sur le papier, ils ne sont accompagnés d'aucun plan concret et ne reposent que sur la pensée magique. A ce jour, seuls trois phénomènes ont entraîné des baisses massives d'émissions de GES : la récession, comme en témoigne la crise du

Covid19; la fermeture et/délocalisation des industries polluantes en Europe; l'électrification des usages sur la base d'une production électronucléaire massive et/ou hydroélectrique.

Pourtant, la Commission Européenne met totalement de côté l'option nucléaire pour une raison évidente : l'obsession allemande contre cette énergie. De fait, l'Union Européenne est entraînée vers le soi-disant modèle allemand, qui est un échec économique et écologique évident : malgré 500 milliards d'euros dépensés, une explosion des ENRi, un coût de l'électricité record et double de la France, les émissions de l'Allemagne par habitant sont de 10.7 tonnes de CO² contre 6.9 pour la France. Contrairement un lieu commun largement répandu, le choix de sortir du nucléaire n'a pas aggravé l'utilisation du charbon, mais elle a considérablement limité sa diminution pour des raisons de physique fondamentale qu'aucune idéologie ne pourra jamais changer : un système électrique doit toujours être à l'équilibre entre sa production et sa consommation. Ni l'éolien ni le solaire ne sont pilotables, leur production est intermittente au contraire du charbon, du gaz ou du nucléaire. Si un système électrique se prive du nucléaire au profit des ENRi, il doit garder le charbon et le gaz. Hélas, le nucléaire est bas carbone, pas le charbon, ni le gaz. Finalement, l'Allemagne ne sortira du charbon qu'en 2038, bien trop tard pour sauver le climat.

Quand on compare les plans allemand, européen puis français tels qu'ils sont apparus par ordre chronologique, on comprend que c'est Berlin qui a influencé la direction prise dans son seul intérêt. L'Allemagne a besoin que l'hydrogène fonctionne pour sauver son modèle de transition en échec et sauver ses intérêts industriels. Elle n'a que faire du nucléaire, technologie pour laquelle elle n'a jamais eu de domination techno-économique. Sans réussite de l'hydrogène à base d'ENRi, le plan de transition allemand et son modèle économique sera un échec.

Le paradoxe le plus étrange est que le plan européen sera tout à fait incapable de produire de l'hydrogène à bas coût alors que d'autres continents ont engagé des programmes bien plus pertinents pour réussir de vraies ruptures technologiques. Aux Etats Unis et en Chine, ce sont naturellement les filières nucléaires de nouvelle génération sur lesquelles misent les autorités.

Dès lors, on peut se demander si la stratégie hydrogène retenue par l'Union Européenne sous l'influence allemande est crédible pour développer une vraie filière qui bénéficierait aussi à la France ou si ce projet nous emmène vers la même impasse que l'échec allemand sur les énergies renouvelables intermittentes qui avait été aveuglement suivi par l'UE et la France.

I. La « stratégie hydrogène » de l'UE est un calque du plan allemand, au détriment des intérêts français pourtant bien plus pragmatiques pour lutter efficacement contre le réchauffement climatique.

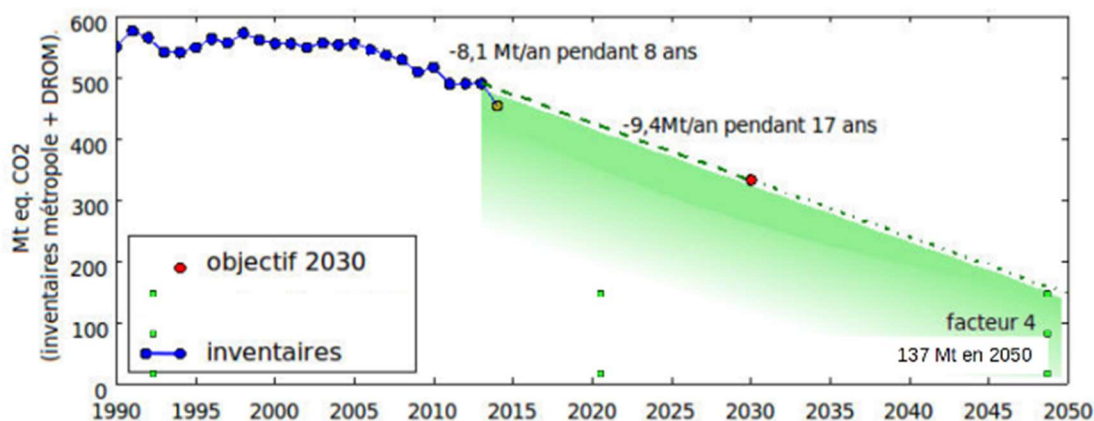
A. La feuille de route de l'Union Européenne sur l'hydrogène, un plan aussi ambitieux qu'irréaliste ?

Le 8 juillet 2020, la Commission européenne a publié une communication sur sa stratégie pour développer une filière hydrogène « propre » en accord avec son objectif de neutralité carbone d'ici 2050 pour respecter le Traité de Paris contre le réchauffement climatique. Ces engagements représentent un objectif très ambitieux de réduire de 75% ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à 1990.

En 2030, l'UE s'était engagée à baisser ses émissions de 40%, objectif considérable qui a pourtant été renforcé à l'automne 2020 avec une nouvelle cible de -50 à -55%.

Cette trajectoire représente un défi technologique très important et a été décidée sans que sa faisabilité technique et économique n'ait jamais été réellement débattue dans le domaine public. Jusqu'à présent, les pays de l'Union Européenne ont réussi à faire baisser de 20% leurs émissions par rapport à 1990 en fermant les industries les plus polluantes, notamment celles issues de l'Europe de l'Est en délocalisant les productions les plus émettrices, en décarbonant une partie de leur production d'électricité ou encore en améliorant l'efficacité énergétique de leur économie, de leurs logements ou de leurs transports.

Trajectoire de baisse des GES de l'UE calculée par le Ministère e la Transition Energétique



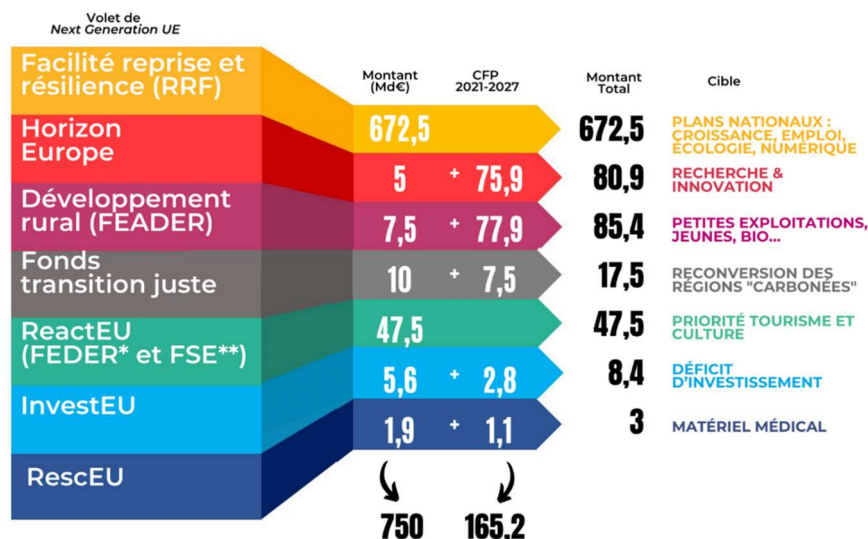
Désormais, toute baisse drastique de ses émissions repose soit sur des ruptures technologiques très importantes comme l'hydrogène, soit sur une baisse du niveau de vie de ses habitants. La crise du Covid 19 a fait baisser en 2020 les émissions mondiales de GES de 7 à 8% (estimation qui reste à confirmer) au prix d'une récession terrible. Cet état de fait nous rappelle que la prospérité économique que connaît le monde développé depuis les Révolutions Industrielles repose sur une consommation massive d'énergie et de matières premières.

Depuis les premières réflexions du Club de Rome (1968) sur la soutenabilité de la croissance, les pays occidentaux ont toujours proclamé qu'il était possible de transformer le modèle de croissance consumériste en « croissance verte ». Si un tel modèle est évidemment souhaitable, il n'a pour le moment jamais été démontré par les faits et l'expérience en dehors de quelques succès comme le programme électronucléaire français qui est pourtant ignoré des institutions européennes.

Faute de projets techniques matures, le plan « hydrogène » de l'Union Européenne relève plus de l'acte de foi dans la croissance verte et dans de futures innovations que dans des certitudes techniques éprouvées. La Commission Européenne, à l'image des gouvernements allemands et français, considère que l'hydrogène pourra se substituer d'ici 2050 aux énergies fossiles dans la quasi-totalité de leur application contemporaine. On pourrait donc avoir les mêmes services économiques pour l'industrie, l'agriculture et le bien-être de la consommation tout en assurant à terme la neutralité carbone.

Cette stratégie s'inscrit dans le cadre du plan de relance "Next Generation EU" présenté par la Commission le 27 mai 2020 et adopté par le Conseil européen le 21 juillet. L'idée centrale de ce plan de relance est de miser sur l'investissement dans plusieurs secteurs identifiés par les institutions européennes et les gouvernements des Etats-membres comme porteurs de croissance verte et d'emplois durables, avec toujours comme perspective d'assurer à la fois la prospérité économique, le niveau des habitants et la neutralité carbone. Là encore, cet objectif général louable n'est jamais assuré par des expertises techniques consensuelles.

Programmes du plan de relance Next Generation UE cumulé avec les budgets du cadre financier pluriannuel (CFP 2021-2027) selon la Caisse des dépôts



Pour ce faire, la Commission Européenne, a présenté une feuille de route qui fixe plusieurs étapes progressives dans le déploiement de l'hydrogène vert, selon la maturité espérée des technologies nécessaires mais aussi d'une trajectoire haussière du prix des énergies fossiles. Ce scénario intègre aussi que le coût de la production carbonée soit alourdi d'une pénalité carbone croissante permettant de prendre enfin en compte les externalités négatives causées par la pollution (réchauffement climatique, maladies cardio-respiratoires, allergies, pollution des eaux et des sols, etc.).

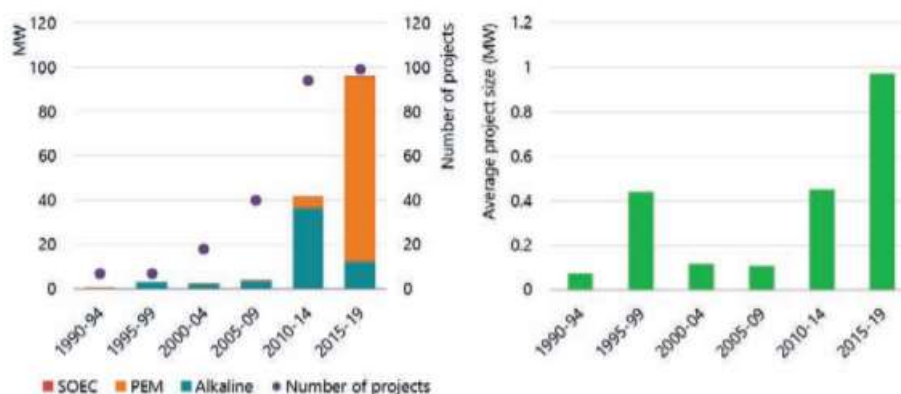
Cette feuille de route définit trois étapes au sein d'une alliance européenne pour un hydrogène propre :

- **De 2020 à 2024**, l'UE soutiendra l'installation d'une capacité d'au moins 6 gigawatts d'électrolyseurs, contre moins de 1GW en 2019, pour la production d'hydrogène renouvelable dans l'UE, avec l'objectif de produire jusqu'à 1 million de tonnes d'hydrogène renouvelable.

L'objectif de cette première étape est de remplacer la production actuelle d'hydrogène pour l'industrie par reformage de méthane, une production émettant plus de 10 millions de tonnes de CO2 par an.

Cet objectif est considérable. Certes, le nombre d'électrolyseurs installés a doublé entre 2010 et 2019 mais la puissance installée moyenne des 100 électrolyseurs déployés entre 2015 et 2019 est inférieure à 1MW, soit un total inférieur à 0.1 GW en trois ans, et ce, pour le monde entier.

Nombre, puissance et technologie des électrolyseurs installés (gauche) et puissance moyenne unitaire de ces électrolyseurs (AIE)



- **De 2025 à 2030**, l'UE vise une capacité d'au moins 40 gigawatts d'électrolyseurs, si possible 80GW, pour la production d'hydrogène renouvelable et une production allant jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE.

Cette 2^{ème} étape doit notamment permettre d'alimenter en hydrogène les voitures, camions ou trains fonctionnant avec une pile à combustible ou d'injecter de l'hydrogène dans le réseau actuel de gaz naturel pour le « verdier ».

- **De 2030 à 2050**, les technologies utilisant l'hydrogène renouvelable devraient atteindre leur maturité afin de pouvoir transformer massivement l'électricité issue des énergies renouvelables intermittentes en hydrogène, ce qui permettrait d'alimenter tous les secteurs actuellement consommateurs de pétrole mais aussi de « stocker » cette énergie pour la réutiliser quand la météo est capricieuse ou qu'il fait nuit.

L'objectif de cette dernière étape est de rendre possible un mix électrique 100% renouvelable pour un grand pays industriel comme la France et l'Allemagne, ce qui est aujourd'hui techniquement impossible -seuls des petits pays disposant d'énormes ressources hydroélectriques pilotables et stockables comme l'Autriche en sont capables. Hélas, rien n'indique que cette perspective soit possible à un coût supportable pour maintenir le niveau de vie de la population.

Pour réussir cette feuille de route, l'Union Européenne estime le montant des investissements nécessaires avec des marges très importantes, de 560 à 930 milliards d'euros sur 30 ans, preuves supplémentaires que la stratégie hydrogène repose plus sur des idées générales que sur un plan solidement audité.

Pour remplir les phases 1 et 2, la Commission mentionne des contributions qui viendront des programmes InvestUE, React, Horizon, des fonds de cohésion et d'autres programmes sans donner de montants précis alloués à l'hydrogène, ce qui laisse entrevoir un risque de saupoudrage et d'absence de suivi réel de l'efficacité des projets financés, bien trop nombreux à surveiller.

La Commission estime en revanche les montants globaux que le marché et les Etats devraient déployer : pas moins de 380 à 460 milliards d'euros d'investissements entre 2021 et 2030.

- Entre 24 et 42 milliards d'euros dans les électrolyseurs.
- De 220 à 340 milliards d'euros pour développer une capacité de production d'énergie solaire et éolienne de 80-120 GW. A titre de comparaison, le parc nucléaire français de 60GW a coûté environ 100 milliards d'euros pour une production annuelle de 380 à 400 TWh par an.
- 11 milliards d'euros pour équiper la moitié des installations existantes de production d'hydrogène par reformage de méthane avec captage/stockage du carbone.
- 65 milliards d'euros pour assurer le transport, la distribution, le stockage de l'hydrogène et mettre en place les stations de ravitaillement pour les véhicules.

Pour la dernière phase d'ici 2050, la Commission estime les nouveaux investissements entre 180 à 470 milliards d'euros, sans plus de détails. Aucun financement de l'UE n'est pour le moment avancé.

B. La feuille de route pour l'hydrogène illustre la nouvelle vision de la Commission Européenne sur les secteurs économiques stratégiques, dont l'efficacité reste limitée par le maintien des règles de concurrence.

Le fait que l'UE multiplie depuis quelques années les plans stratégiques sur différents secteurs économiques reste une rupture avec les pratiques historiques de la Commission Européenne depuis l'Acte Unique de 1986, qui avait vu se succéder des administrations appliquant avec une rigueur bureaucratique les règles absolues de concurrence et de non-intervention de la puissance publique.

La désindustrialisation profonde subie par les pays d'Europe de l'Ouest, l'émergence d'une Chine qui guide et soutient ses champions industriels et le maintien d'un Etat stratège chez nos concurrents américain, russe, japonais ou coréen avaient amené les opinions publiques, suivies par leurs gouvernements, à exiger un changement de doctrine de la part de la Commission Européenne... qui s'y est partiellement soumise.

Depuis 2014 et la nomination de Jean-Claude Juncker à la tête de la Commission Européenne, puis la succession d'Ursula Von Der Leyen, les institutions européennes

semblent avoir changé de braquet quant à l'application des traités européens sur la concurrence, la libre intervention du marché et l'interdiction des aides d'Etat, autant de principes juridiques qui interdisaient toute planification ou intervention importante d'un ou plusieurs Etats stratèges pour mener des politiques industrielles ou technologiques.

L'Union européenne dispose d'une compétence exclusive en matière de concurrence conférée par l'article 3 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). La Commission est la garante d'un marché intérieur assurant une « concurrence libre et non faussée ». Ce principe interdit notamment aux gouvernements de soutenir des entreprises, des secteurs sinistrés ou des filières d'avenir. Ainsi l'article 107 dispose que « sauf dérogations prévues par les traités, sont incompatibles avec le marché intérieur (...) les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions ».

Ce même article 107 a néanmoins prévu que « peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur (...) les aides destinées à promouvoir la réalisation d'un projet important d'intérêt européen commun ».

Depuis 2014, la Commission a défini le cadre des politiques exorbitantes des règles concurrentielles du marché unique : les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC). Ce cadre a été créé pour les technologies stratégiques pour l'industrie du futur comme la microélectronique ou encore « l'alliance européenne pour les batteries », abusivement surnommée « l'Airbus de la batterie » alors qu'il ne s'agit nullement de créer un champion européen comme l'avionneur, mais de favoriser une filière.

Opportunités et contraintes des projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC)

Selon la Commission Européens, les PIIEC sont « des projets qui pallient les graves défaillances systémiques ou du marché et qui relèvent des défis sociétaux importants, qu'il serait impossible de surmonter sans ces projets. » L'axe de la défense de la concurrence demeure pourtant central dans l'idéologie européenne, tant et si bien que des critères stricts l'encadrent tout PIIEC :

- ✓ Relever d'un intérêt européen commun et remplir un ou plusieurs objectifs de l'UE.
- ✓ Avoir une incidence notable sur la compétitivité, la croissance durable, relever des défis sociétaux ou créer de la valeur dans l'UE.
- ✓ Associer plus d'un pays de l'UE et dont les bénéfices doivent s'étendre à une partie significative de l'UE et pas seulement aux parties impliquées directement.
- ✓ Doit être d'une ampleur importante et/ou comporter un risque financier élevé.
- ✓ L'aide doit être proportionnelle et ne peut servir à subventionner un projet qui aurait de toute façon été entrepris ni à compenser le risque commercial normal.
- ✓ Le projet doit prévoir une contribution au financement du projet de la part des bénéficiaires et/ou d'autres investisseurs privés.
- ✓ Une aide ne sera pas approuvée si d'autres mesures d'intervention ou d'aide entraînant moins de distorsions permettent d'atteindre le même résultat.
- ✓ Les effets négatifs de l'aide sur la concurrence ou les échanges entre pays de l'UE doivent être limités et inférieurs aux effets positifs en matière de contribution à l'objectif d'intérêt européen commun.

C'est dans ce même cadre du PIIEC qu'est organisée l'alliance pour l'hydrogène. Néanmoins, à ce jour, aucun de ces projets n'a rencontré de succès significatif. Il est d'ailleurs intéressant que la Commission se félicite du prétendu « succès » de l'alliance

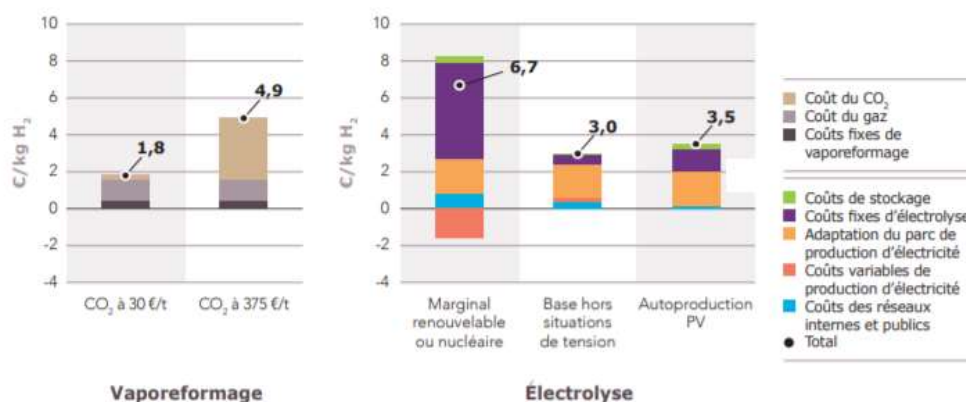
pour les batteries dans sa communication du 8 juillet 2020 pour montrer la voie à la filière hydrogène. Si le soutien européen à une filière des batteries est parfaitement pertinent, il n'a pour l'instant produit aucun résultat durable autre que des projets !

En réalité, le plan hydrogène présenté par la Commission Européenne continue sur le fond d'appliquer l'idéologie profondément non-interventionniste des traités européens. En lisant précisément la communication du 8 juillet 2020, la Commission Européenne maintient sa parfaite confiance dans les règles du marché et de la concurrence pour définir les meilleurs choix technologiques et les investissements à réaliser. Ce faisant, elle soutient de facto les choix des multinationales dominant les différents secteurs de la filière hydrogène (chimie, automobile, énergéticiens, etc.), capables d'influencer les choix réglementaires et les arbitrages d'investissement à travers des stratégies de lobbying éprouvées dans un passé récent, par exemple, pour le soutien massif aux énergies éoliennes et solaires, pour un coût exorbitant et des résultats écologiques minimalistes.

La Commission Européenne ne conçoit l'aide publique financée par les contribuables que comme un apport pour financer les infrastructures et les recherches que le marché refuse de financer lui-même. Autrement dit, la Commission mutualise le financement des risques, fait porter sur le contribuable les investissements les plus lourds et les moins rentables tout en laissant le secteur privé choisir ses propres projets sans aucun contrôle a priori ou a posteriori de l'efficacité des subventions apportées.

Il est ainsi parfaitement signifiant que la stratégie de la Commission ne se soucie à aucun moment du **prix de l'hydrogène** pour le consommateur-contribuable ! Aux yeux de la Commission, qui applique ici les traités européens, « l'indice prix » est par essence l'indicateur du marché et la traduction de la « main invisible ». A ses yeux, un prix est donc toujours juste puisqu'il reflète les choix réputés rationnels d'acteurs privés eux-mêmes rationnels... Autant d'affirmation qui relèvent plus de la croyance que de la science.

Estimation des coûts de la production d'hydrogène d'ici 2030 (Sources RTE et AIE)



Sur le fond de son analyse, le plan de la Commission Européenne sur l'hydrogène ne présente que de vagues objectifs quantitatifs, notamment sur les capacités d'hydrolyse

pour produire de l'hydrogène « vert », sans aucune étude prospective sur la faisabilité technique et la rentabilité espérée de ces projets.

Paradoxalement, la Commission Européenne est passée d'une application dogmatique des règles de concurrence à la mode dans les années 1980-90 à une incantation tout aussi idéologique des espérances d'une croissance verte aux objectifs incontestablement louables mais théoriques.

La Commission considère comme acquis que le marché et l'initiative privée seront capables de relever l'ensemble des défis physiques et techniques que posent la maîtrise de l'hydrogène vert comme vecteur énergétique à échelle industrielle alors qu'aucune étude sérieuse n'est aussi catégorique sur cette faisabilité. Certes, l'Agence Internationale de l'Energie et de nombreuses institutions de référence comme le Commissariat pour l'Energie Atomique en France sont optimistes sur les capacités de l'hydrogène, mais nul ne donne un blanc-seing à l'avenir de la filière au-delà de l'intérêt de mettre en œuvre des pilotes industriels.

Ainsi, la Commission perçoit son rôle comme un appui et une orientation du marché et des acteurs privés qui, rassurés par les assurances financières de l'UE et des Etats-membres, choisiraient le chemin du développement durable... Par exemple, la Commission Européenne mise beaucoup sur la taxonomie sur la finance « verte » pour orienter les investissements en faveur des activités et des projets qui contribuent de manière substantielle à la décarbonation, y compris l'hydrogène.

Finalement, la position de la Commission sur sa stratégie hydrogène, et en général, sur sa vision du rôle des gouvernements et institutions européennes dans l'encadrement des ruptures technologiques est profondément incohérente :

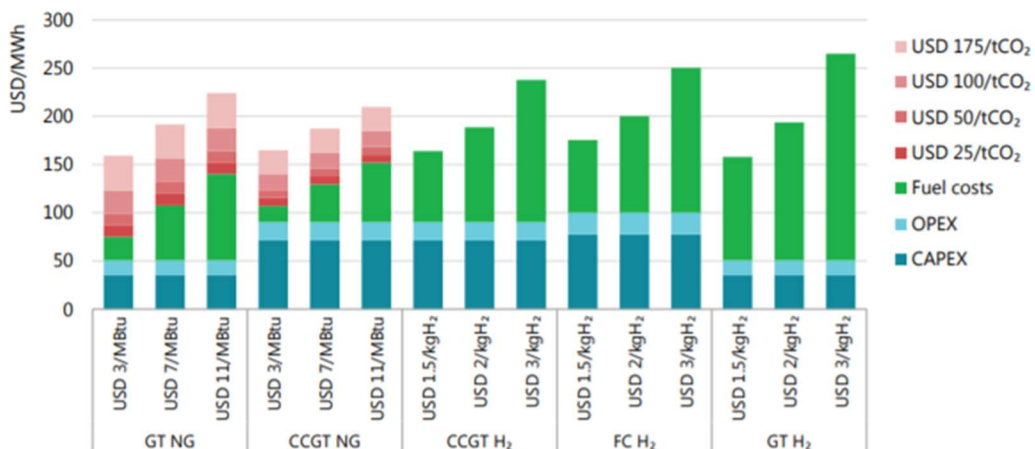
- La Commission va co-financer et laisser les Etats-membres co-financer des dizaines de milliards de projets mais elle refuse d'assumer un véritable pilotage et contrôle des deniers publics engagés.
- Elle constate la faillite du modèle libéral pour financer une innovation de rupture et continue à appliquer certaines contraintes de ce dogme.
- Elle prend acte de l'incapacité du marché et des entreprises à prendre des risques pour développer l'hydrogène tout en assurant leur faire confiance pour utiliser l'argent public.
- Elle assure que la filière hydrogène dispose d'un avenir industriel radieux qui justifie d'exposer le continent à près de 1000 milliards d'investissement en 30 ans tout en accordant un statut de PIIEC qui signifie que l'incertitude et le risque sont en réalité considérables.
- Elle fait mine de laisser libre l'ensemble des pistes technologiques tout en ignorant complètement les opportunités de la technologie nucléaire dans sa stratégie, qui n'est pas mentionnée une seule fois dans sa communication du 8 juillet alors que tous les rapports d'experts sur l'hydrogène, à commencer par l'AIE, voient dans le nucléaire un atout considérable pour produire de l'hydrogène vert.

Cette position profondément incohérente fragilise d'emblée la stratégie hydrogène de l'UE, qui semble reposer sur des arbitrages qui ont été faits bien en amont et sans débat public, en particulier l'éviction de la filière nucléaire sans doute influencée par le lobbying de certains Etats-membres et de certains secteurs d'activité.

L'optimisme théorique de la Commission est d'autant plus questionnable que l'institution arbitre en faveur de trois orientations technologiques lourdes sans jamais justifier ni argumenter ses choix par des références scientifiques et économiques abouties.

- ✓ Pour sa première phase, la Commission mise sur la captation et le stockage du CO² pour décarboner le reformage du méthane ou du charbon en hydrogène. Cette technologie permettrait en théorie de réinjecter l'essentiel des 10 tonnes de CO² produites par la conversion de méthane dans des réservoirs naturels ou artificialisés de CO². Si le procédé est technologiquement maîtrisé par plusieurs entreprises comme le français Total, le véritable bilan carbone de ce procédé n'est pas encore éprouvé et il faut bénéficier de sites adaptés au stockage naturel.
- ✓ Pour sa 2^{ème} phase, la Commission mise sur des innovations de rupture dans la conception des piles à combustibles nécessaires aux véhicules individuels ou lourds. Il s'agit notamment de remplacer les métaux rares qui composent aujourd'hui ces piles, à la fois pour en limiter le coût mais aussi tout simplement, pour s'assurer que l'humanité dispose d'une quantité suffisante de matières premières pour en produire massivement. Ici encore, si des pistes sérieuses sont suivies par la recherche et l'industrie, il n'existe aucune certitude technique.
- ✓ Enfin, pour la 3^{ème} phase, la massification de l'électrolyse à partir d'énergie renouvelable intermittente -éolien, solaire- pendant les pointes de production, son stockage et sa réutilisation en période relèvent encore de la prospective. Selon l'AIE, le coût de stockage puis de réutilisation de l'hydrogène coûterait entre 160 et 260 €/MWh. Pour rappel, le coût du nucléaire historique français est de 40 à 50€/MWh, celui de l'éolien terrestre en moyenne de 60 à 80€/MWh.

Coût du stockage et de retransformation de l'hydrogène (Moyenne mondiale - Source AIE)



Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. More

C. Plus que la Commission Européenne, il semble bien que l'Allemagne mène la stratégie européenne sur l'hydrogène, au risque d'aller vers une impasse.

La mise en place d'un PIIEC pour la stratégie européenne de l'hydrogène permet d'impliquer directement les Etats, en particulier ceux qui ont le plus de compétences scientifiques, d'entreprises pionnières et de programmes d'investissements publics.

La Commission engagera un dialogue avec les États membres sur leurs plans de développement de l'hydrogène dans le cadre du Hydrogen Energy Network (HyENet). Les gouvernements devront s'appuyer sur les priorités arrêtées dans le cadre du Semestre européen, qui orientera notamment l'ensemble des fonds prévus par le plan de relance et le CFP 2021-2027.

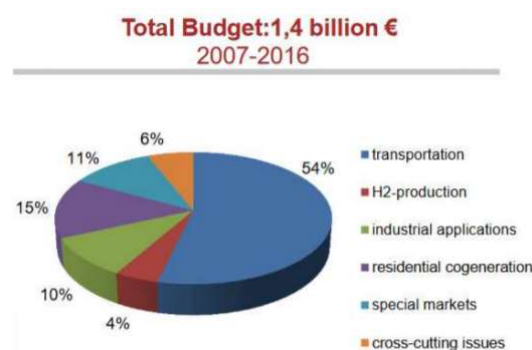
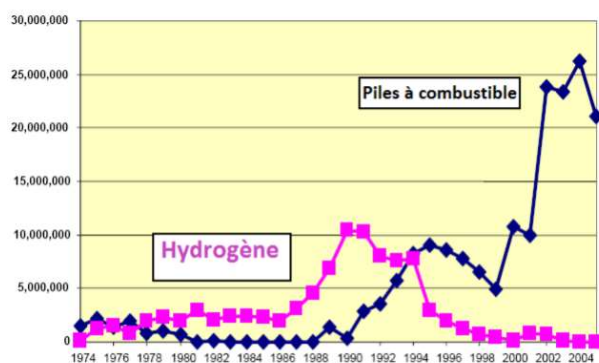
Néanmoins, le calendrier retenu interroge sur les véritables maîtres d'œuvre de « l'alliance européenne pour l'hydrogène », à savoir les intérêts des Etats et de leurs propres champions industriels.

En effet, la feuille de route européenne reprend largement les choix retenus par les principales économies européennes, en particulier l'Allemagne qui a annoncé un plan de relance 130 milliards d'euros dès mars 2020 dont 7 milliards seront consacrés à la filière hydrogène, filière qui recevra à terme un total 9 milliards d'euros de Berlin. Il faut noter d'emblée que l'Union Européenne a embrayé sur sa propre stratégie hydrogène de relance le 8 juillet 2020, puis la France le 8 septembre, avec un plan de 7 milliards d'euros.

Sur ce sujet, la crise économique du Covid19 n'a été qu'un prétexte pour accélérer des changements de l'Allemagne dans ses choix d'investissements arbitrés bien avant l'épidémie et qui devaient être présentés en janvier 2020. La stratégie de l'UE devait suivre au printemps, avant d'être décalée comme les annonces allemandes, nouvelle indication que le « la » semble bien être donné depuis Berlin, non depuis Bruxelles.

Après avoir financé la recherche dans la production d'hydrogène après les chocs pétroliers des années 1970, l'Allemagne avait choisi de miser à partir des années 1990 sur les piles à combustibles, stratégie amplifiée entre 2007 et 2016 via un plan décennal de 1.4 milliard d'euros, axé sur la motorisation hydrogène pour son énorme industrie automobile.

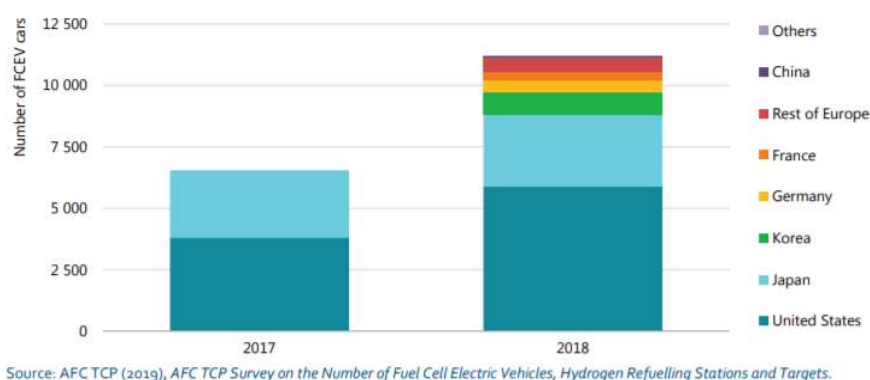
Les investissements allemands dans l'hydrogène entre 1974 et 2016 (Source AHYYAC)



En effet, l'industrie d'outre-rhin avait raté le coche des batteries et pensait prendre de l'avance sur une autre filière prometteuse, espoir déçu face aux limites économiques de la motorisation hydrogène par rapport aux batteries électriques.

Après 2016, Volkswagen et Daimler-Mercedes ont stoppé l'essentiel de leurs initiatives sur la motorisation à l'hydrogène pour les voitures particulières. Daimler souhaite les réserver à ses camions en partenariat avec Volvo. Seul BMW a présenté un modèle en 2019 et s'est engagé à lancer une petite série en 2022. La Corée du Sud et le Japon maintiennent leur confiance dans la commercialisation de série de voiture à pile à combustible mais les ventes se font au compte-goutte.

Les ventes confidentielles de voiture à hydrogène (Source AIE)



Le plan présenté par l'Allemagne est donc un changement de braquet stratégique.

Berlin n'abandonne pas son industrie automobile et sa filière de piles à combustible : les consommateurs bénéficieront de 2.1 milliards d'euros d'aide à l'achat de véhicules hydrogène. 1.5 milliard sera consacré aux filières de transports collectifs (bus, train) et au transport de marchandises, notamment les camions et les navires

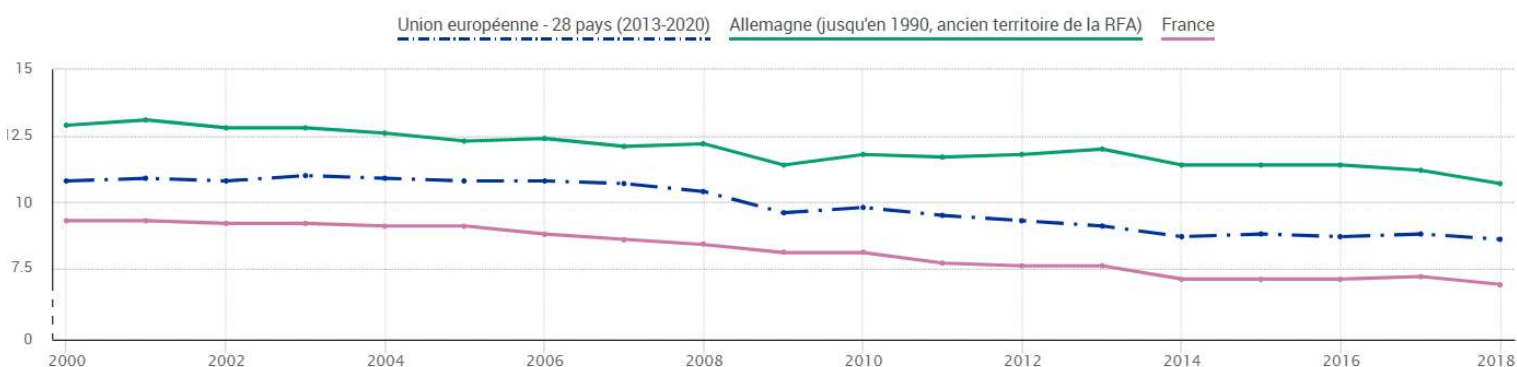
L'Allemagne veut ensuite développer sa capacité de fabrication d'hydrogène vert de 5 gigawatts (GW) d'ici à 2030, et de 10 GW d'ici à 2040. Un « marché domestique » doit être constitué d'ici à 2023, qui devra servir de base crédible à des coopérations ultérieures à l'étranger. Berlin vise en particulier des importations depuis l'Afrique du Nord, sans doute liées à son projet ancien « Desertec » qui vise à produire massivement de l'électricité solaire et éolienne dans la zone saharienne. Un partenariat a déjà été signé avec le Maroc.

Le plan allemand reconnaît les fortes contraintes techniques du processus d'électrolyse pour produire de l'hydrogène vert, avec une déperdition d'énergie de 30 à 35%. Berlin estime donc qu'il faudra 20 TWh d'électricité renouvelable soit l'équivalent de 14 TWh d'hydrogène produit par 5 GW d'électrolyseur. Cette puissance électrique nouvelle représente pas moins de 20% des 90 à 110 TWh d'énergie renouvelable que le gouvernement veut installer d'ici 2030, tout en absorbant les pertes actuelles d'électricité ENRi que le réseau ne peut absorber lors des pointes.

Pragmatique comme toujours, l'Allemagne cherche aussi à aider son industrie chimique et ne veut pas renoncer à la production d'hydrogène dit bleu, à partir de reformage de méthane et à la captation/stockage du carbone. Ces techniques devraient notamment permettre de décarboner au plus vite les industries les plus polluantes comme l'aciérie, la chimie, autant de fleurons allemands.

Le volontarisme allemand n'est pas dû au hasard. En liant le développement des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire) et la sortie du nucléaire, l'Allemagne s'est interdite de sortir du charbon et du gaz. Malgré plus de 25 milliards d'euros de subventions annuelles et un prix de l'électricité exorbitant de 300€/MWh, le mix électrique allemand produit toujours 7 fois plus de CO²/kWh que la France (362g contre 42g en 2019). Entre 2010 et 2018, les émissions par habitant en Allemagne sont passées de 11.2 à 10.8t, contre 8.6 à 6.9t en France.

Evolution des émissions de Gaz à effet de serre en tonnes/habitant (Source Eurostat)



Pire, l'incapacité de contrôler les productions éoliennes et photovoltaïque conduit déjà l'Allemagne à gâcher de l'électricité qui, faute de besoin en période de production de pointe, doit être délestée pour rien. En 2015, 1,5 TWh d'électricité générée par les renouvelables n'a pas pu être injectée dans le réseau selon une étude de l'Agence allemande de l'énergie (Dena), soit l'équivalent de la consommation annuelle d'une ville comme Nantes. L'Ademe estime qu'en 2050, entre 30 et 90 TWh d'électricité renouvelable ne seront pas consommés en Europe. Disposer d'une technologie capable de stocker l'énergie produite en excès à certains moments, pour pouvoir l'utiliser lors des aléas météorologiques et la nuit, devient alors une technologie indispensable à l'augmentation de la part des renouvelables dans le mix énergétique et a fortiori quand un pays, comme l'Allemagne vise à couvrir la quasi-totalité de ses besoins par des ENR !

« L'objectif de la neutralité climatique d'ici à 2050 ne pourra être atteint qu'avec un hydrogène obtenu à des prix compétitifs, grâce à une production nationale et via les importations », a déclaré Holger Lösch, le vice-président de la fédération des industries allemandes.

Ainsi, le développement de l'hydrogène apparaît comme la seule chance pour l'Allemagne de transformer l'échec de son modèle énergétique. Pour pouvoir fermer ses centrales thermiques polluantes, l'Allemagne doit pouvoir stocker l'électricité produite par ses centrales renouvelables. Or, les technologies actuelles et futures de batterie sont

incapables de stocker de telles quantités d'énergie. La seule option consiste donc à transformer en hydrogène l'électricité produite par l'éolien et le solaire quand les conditions sont optimales en hydrogène stockable, il serait théoriquement possible de la réutiliser ensuite quand la météo est capricieuse et/ou qu'il fait nuit noire.

Dans la revue de référence Nature, un article du 27 août 2020 sur la « solution hydrogène » estime que *“si l'Europe adopte bien un objectif de baisse de ses émissions de carbone de 55% d'ici 2030, l'Allemagne devrait réduire ses émissions de plus de moitié en dix ans! Il est impossible d'arriver à cet objectif avec de simples rénovations et l'électrification de l'économie. Vous devez aussi décarboner d'autres secteurs comme le chauffage et l'hydrogène constitue une bouée de sauvetage pour ce pays.”*

On ne saurait être plus clair !

* * *

Face aux ambitions anciennes de l'Allemagne, les gouvernements français ne croyaient pas à l'hydrogène jusqu'à une date très récente. En août 2014, une étude de France Stratégie pour le Premier Ministre avait des conclusions *« plus que prudentes »* sur le modèle économique de l'hydrogène.

Selon l'étude, l'hydrogène n'est « produit aujourd'hui qu'à des fins industrielles et selon un procédé émissif en CO2. Générer de l'hydrogène-énergie décarboné est techniquement possible grâce à l'électrolyse, mais avec un rendement médiocre et des coûts élevés. L'utiliser pour valoriser de l'énergie renouvelable excédentaire risque de renchérir encore le prix de l'électricité. Le véhicule à hydrogène soulève beaucoup d'enthousiasme outre-Rhin, mais ne semble pas en mesure de concurrencer les véhicules thermiques ni même électriques avant longtemps, les piles à combustible (PAC) manquant de maturité. Le déploiement d'une infrastructure de distribution serait de plus d'un coût considérable. »

France Stratégie propose alors de *« poursuivre la R&D sur les électrolyseurs et les piles à combustible avant d'envisager un déploiement effectif ou expérimental. L'évaluation de l'impact de solutions hydrogène doit entre autres prendre en compte les conséquences économiques sur les autres filières (gaz, électricité, carburants) et les enjeux de sûreté.*

Au contraire, un an plus tard, un rapport remis à Emmanuel Macron, alors Ministre de l'Economie, et Ségolène Royal, Ministre de l'Environnement, tirait des conclusions politiques différentes d'une même réalité économique : *« même si le développement de la filière hydrogène reste aujourd'hui un pari sur l'avenir, en raison de fortes incertitudes sur les coûts et bénéfices, y compris non monétaires, les enjeux pour l'industrie française sont très importants. »*

En clair, sans savoir si la filière serait un jour rentable, l'administration s'inquiétait du retard pris par la France sur l'Allemagne, le politique prend alors le pas sur le raisonnement économique et technique.

En 2018, le plan présenté par Nicolas Hulot n'était que de 100 millions d'euros. Prévu pour un an, ce financement fut finalement réparti sur trois ans du fait du scepticisme de Bercy...Deux ans plus tard, le Ministère de l'Economie est finalement conquis et annonce un plan de 7.4 milliards d'euros pour dix ans, dont 2 milliards pour 2021-2022.

Le plan français s'organise autour de plusieurs priorités d'ici 2030, intégrées au PIIEC européen d'alliance sur l'hydrogène :

- Viser 6.5 GW d'électrolyseurs en faisant émerger une filière française avec des modèles de plus grande taille, procédé sur lequel la France dispose déjà d'industriels à fort potentiel. La France vise aussi l'installation d'une « *gigafactory* » sur son territoire, un projet copié-collé des batteries sans écho européen pour l'instant.
- Remplacer les 900 000 tonnes d'hydrogène produit à partir de méthane, pour économiser 6 à 10 millions de tonnes de CO² par an.
- Développer une offre de mobilité lourde à l'hydrogène, complémentaire de l'électrification des transports pour satisfaire de plus longues distances.
- Soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain.

Que s'est-il passé pour qu'en quelques mois seulement, la France ait voulu s'aligner sur l'Allemagne ? Un rapport de RTE de janvier 2020 peut nous éclairer. L'entreprise publique en charge de l'équilibre du réseau électrique français fait une analyse assez différente de l'administration française habituée à un mix énergétique à 75% nucléaire...

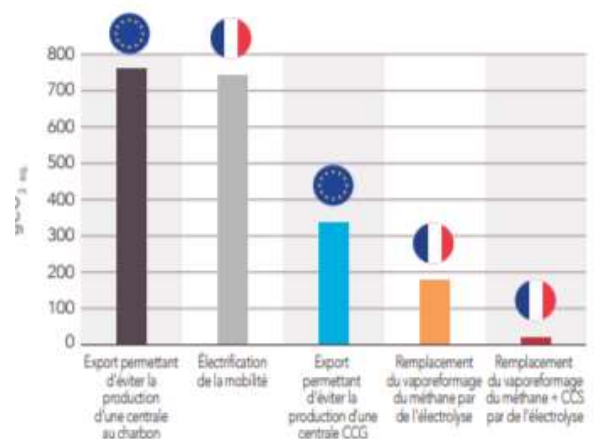
Les deux étapes de la décarbonation de l'économie selon RTE



A long terme, la perspective pour la France de limiter sa production nucléaire à 50% du mix énergétique, puis la possibilité de diminuer encore ce secteur tout en renforçant considérablement sa production d'ENR l'expose à des enjeux similaires à l'Allemagne.

Néanmoins, à court-terme la force de la France est de pouvoir utiliser dès aujourd'hui l'électrolyse pour produire de l'hydrogène vert et décarboner sans délais la production industrielle polluante d'hydrogène grâce à son mix électrique décarboné et largement amorti, à savoir le parc nucléaire et hydroélectrique... Par un étrange paradoxe, c'est grâce à des moyens de production anciens que la filière d'avenir qu'est l'hydrogène peut fonctionner !

CO² évité par la production de 1KWh décarboné en France (source : RTE)

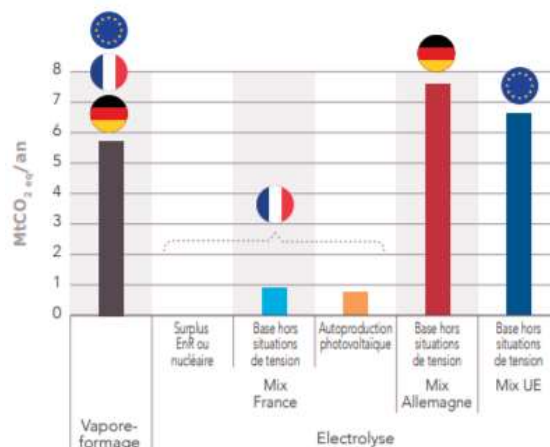


La France aurait donc plus de raison que l'Allemagne d'être optimiste sur la transformation de l'électricité bas-carbone en hydrogène vert. Elle pourrait y voir le moyen de valoriser, et même de relancer, sa production électronucléaire.

En effet, RTE démontre que la production d'hydrogène par la France et l'Allemagne n'aurait pas du tout les mêmes conséquences environnementales.

Si la France couvrait 60% de sa consommation actuelle d'hydrogène industriel par de l'électrolyse fondée sur son mix électrique, elle économiserait 6 à 10 millions de tonnes de CO² par an, alors que l'Allemagne, et même l'UE en général, pollueraient davantage qu'avec le reformage du méthane.

Emissions de CO² selon le mode de production théorique de 630 k. tonnes d'hydrogène en 2020 (source : RTE)



Néanmoins, si RTE reconnaît le rôle du nucléaire français pour produire de l'hydrogène vert dès maintenant, elle envisage à long terme le même procédé que l'Allemagne pour convertir l'énergie éolienne et solaire. Il aurait pourtant été intéressant d'étudier le potentiel d'un développement parallèle de nouvelles capacités nucléaires et d'hydrolyse pour fabriquer massivement de l'hydrogène vert...

L'entreprise publique ne fait que suivre la trajectoire décidée par François Hollande puis Emmanuel Macron, qui ont décidé de suicider à petit-feu la force nucléaire de la France et de s'aligner sur une variante du modèle allemand qui a complètement échoué dans sa stratégie de baisse rapide des émissions de gaz à effet de serre et de pollution atmosphérique.

Dans sa stratégie hydrogène présentée le 8 juillet 2020, force est de constater que la Commission Européenne suit totalement la stratégie allemande, tout comme le plan français, finalement très proche de son voisin allemand en dehors des subventions aux véhicules légers à pile à combustible.

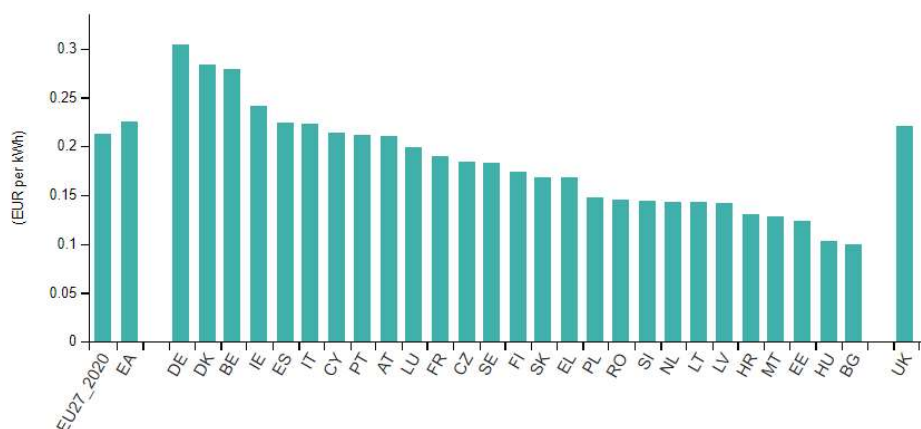
Bruxelles, mais aussi la France elle-même, ont totalement ignoré les options qu'auraient pu offrir la filière électronucléaire française ou d'autres nations nucléarisées comme la Suède, la Finlande ou certains pays de l'Est qui investissent dans de nouvelles centrales (Hongrie République Tchèque, Roumanie, Bulgarie).

En effet, le mot « nucléaire » n'apparaît pas une seule fois dans son plan de 28 pages contre 24 occurrences du terme « énergie renouvelable », sans compter les mentions de l'éolien et du solaire photovoltaïque.

L'électricité nucléaire dispose pourtant de tous les avantages requis pour produire massivement de l'hydrogène vert à bas prix et sans aucune pollution atmosphérique. En effet, selon le CEA, les critères pour abaisser le prix de l'hydrogène par électrolyse sont à

la fois la massification du processus, sa centralisation et la régularité de sa production. Au contraire des énergies éoliennes et solaires qui ne sont ni centralisées, ni puissantes, ni régulière, l'électricité nucléaire remplit toutes ces conditions.

Prix de l'électricité pour les particuliers au 1^{er} semestre 2020 (Source Eurostat)

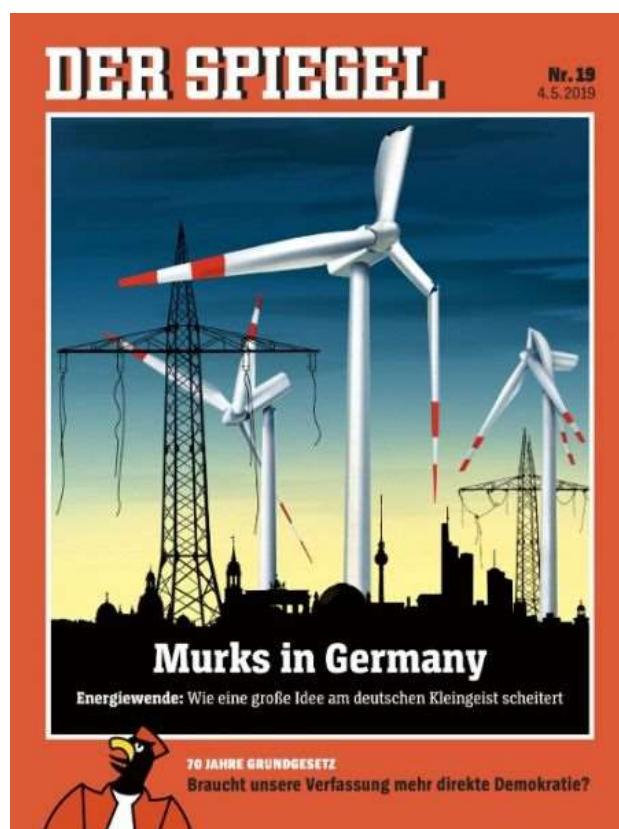


Si l'Allemagne est une grande puissance industrielle, force est de constater que ses grands choix stratégiques sur l'énergie et les technologies de rupture ont été des échecs cuisants aux conséquences très lourdes : 3000 milliards d'euros seront engloutis d'ici 2050, le prix de l'électricité pour les consommateurs allemands a déjà dépassé les 300 €/MWh, le double de la France, et son système électrique pollue toujours 6 fois plus que la France.

Alors qu'il est très clair que « l'alliance pour l'hydrogène » de la Commission Européenne est en réalité une nouvelle tentative pour l'Allemagne de mutualiser dans toute l'Europe ses choix énergétiques absurdes avec une facture de 1000 milliards d'euros d'ici 2050 !

Hélas, les incertitudes techniques sur la viabilité de la production massive d'hydrogène par hydrolyse des ENRI excédentaires risque d'être un nouveau fiasco.

« Une » du magazine de référence Der Spiegel du 4 mai 2019 déplorant l'échec de la transition énergétique allemande



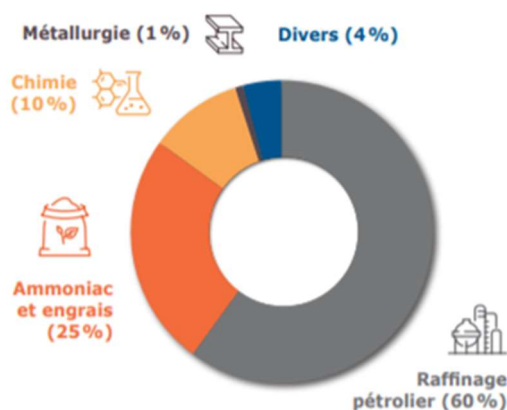
II. La stratégie européenne sur l'hydrogène semble incapable de relever les défis techniques et économiques de la filière.

Les déclarations publiques des gouvernements occidentaux, des multinationales et des institutions internationales pour la filière hydrogène ne sont pas la première manifestation d'enthousiasme général de l'histoire industrielle sur cette ressource « miracle »

Les propriétés de l'hydrogène sont connues depuis le 18^{ème} siècle et ont été étudiées par le chimiste français Lavoisier, qui l'a baptisé. Ses applications industrielles dans la chimie, le raffinage mais aussi le transport datent du début du XX^{ème} siècle. Le tristement célèbre dirigeable Hindenburg était ainsi rempli d'hydrogène quand il s'embrasa dans le ciel de New York en 1937.

Atome le plus présent dans l'univers, représentant à lui seul 75% de la matière existante, l'hydrogène, en l'occurrence le dihydrogène (H^2) ne produit que de la vapeur d'eau (H^2O) quand il réagit avec de l'oxygène (O^2), contrairement aux énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) qui produisent du dioxyde de carbone (CO^2) et des particules polluantes. A l'image du pétrole, l'hydrogène peut servir à beaucoup d'usages, aussi bien comme matière première industrielle, comme carburant, comme réserve et vecteur énergétique...

Usage de l'hydrogène en France, en 2018 (source RTE)



Ces propriétés *a priori* miraculeuses expliquent le succès qu'a obtenu l'hydrogène lors de chaque crise énergétique, en particulier lors des crises pétrolières. Hélas, contrairement aux combustibles fossiles, la maîtrise de l'hydrogène pose d'énormes difficultés technologiques, avec pour conséquence un coût d'exploitation qui a jusqu'à présent rendu caducs tous les projets envisagés depuis les années 1970.

Face à l'enjeu climatique et aux conséquences de la pollution atmosphérique et alors que l'économie mondiale fait face à un renchérissement durable du coût des énergies fossiles, le progrès technologique est-il mûr pour rendre accessible la filière hydrogène ?

C'est en tout cas le pari de la stratégie européenne présentée le 8 juillet 2020. Hélas, ce plan ne propose à ce jour pas de solution technique crédible pour résoudre les défis de « l'hydrogène vert ».

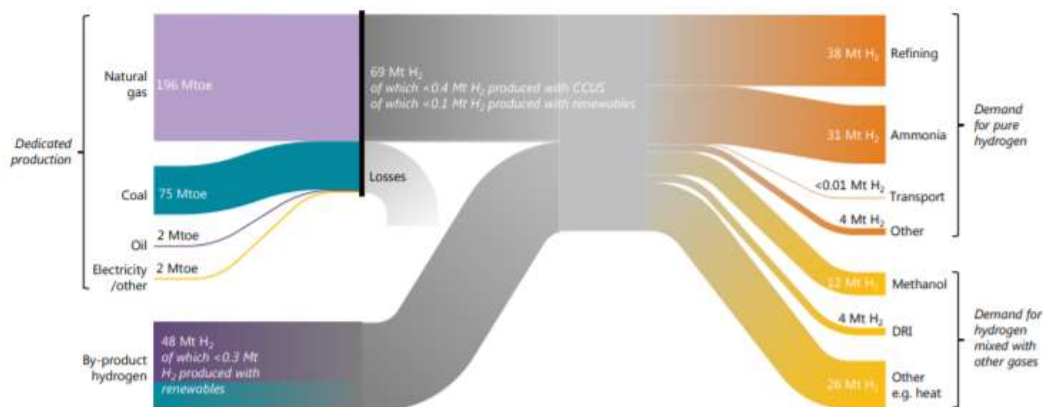
A. L'Union Européenne peut-elle vraiment produire de l'hydrogène « vert » ?

Abondant en théorie, l'hydrogène est bien rare sur Terre. Contrairement au pétrole, charbon, méthane ou uranium, l'hydrogène ne semble pas exister à l'état naturel sur notre planète en quantité suffisante pour être exploité industriellement afin de répondre aux énormes besoins énergétiques de l'économie mondiale. Certes, de récentes découvertes ont pu identifier quelques ressources naturelles insoupçonnées jusqu'alors, le dihydrogène, molécule la plus légère de l'univers, semble bien plus difficile à récolter que le gaz naturel, l'autre nom du méthane.

1) Hydrogène gris

Faute de disposer d'hydrogène dans son panier de ressources naturelles, l'humanité a donc dû le produire artificiellement. Pour disposer de ce gaz aujourd'hui nécessaire à l'économie pour ses propriétés chimiques, l'industrie doit donc le fabriquer à hauteur de 70 à 100 millions de tonnes par an avec un processus extrêmement polluant, le reformage de gaz naturel ou, plus marginalement, du charbon, qui produit à lui seul près de 800 tonnes de gaz à effet de serre par an ! C'est « l'hydrogène gris ».

En 2019, 96% des 70-100 tonnes d'hydrogène sont produites par des méthodes très polluantes (source AIE)



Ainsi, ce processus industriel réduit à néant l'intérêt écologique de l'hydrogène. Suivant les lois fondamentales de la physique, créer artificiellement une ressource consomme plus d'énergie que ce produit n'en contient à son tour. C'est pour cette raison qu'il est si compliqué de remplacer les énergies fossiles qui sont le résultat de centaines de milliers d'années d'accumulation d'énergie : l'humanité bénéficie d'une richesse qu'elle n'a pas créée et qui est à sa disposition.

Au contraire, créer artificiellement une énergie de substitution comme l'hydrogène capable de compenser ces ressources fossiles naturelles demande des quantités considérables d'énergie.

A titre d'exemple, l'économie mondiale absorbe chaque année environ 4.5 milliards de tonnes de pétrole. Un kilo d'hydrogène contenant autant d'énergie que trois kilos de pétrole, il faudrait donc produire plus de 1.5 milliard de tonnes d'hydrogène pour remplacer cette ressource stratégique, soit multiplier par 20 la production mondiale actuelle d'hydrogène artificiel.

En soi, l'humanité a déjà augmenté de manière exponentielle la production de certaines matières, en premier lieu ce même pétrole, dont la production a été multipliée par 75 entre les débuts de son exploitation et le début du XXIème siècle. Néanmoins, encore faut-il disposer des technologies capables de réaliser cet objectif avec un coût économique et environnemental acceptable.

Pour que l'hydrogène contribue à la neutralité climatique, sa production doit être totalement décarbonée.

2) L'hydrogène « bleu »

La première solution, « l'hydrogène bleu » consiste à associer la production actuelle d'hydrogène par reformage à un système de captation et de stockage du carbone (*carbon capture, use and storage* - CCUS).

Si le procédé est mature en théorie -les premières installations tournent depuis 1970 sur le site de Terrel aux Etats-Unis-, notamment maîtrisé par le français Total, sa rentabilité nécessite que l'usine soit à proximité d'un site capable de servir de réservoir hermétique pour le CO² capté, comme un ancien puits gazier.

Le CO² compressé est transportable par gazoduc et méthanier, mais pour quel coût et dépense d'énergie ?

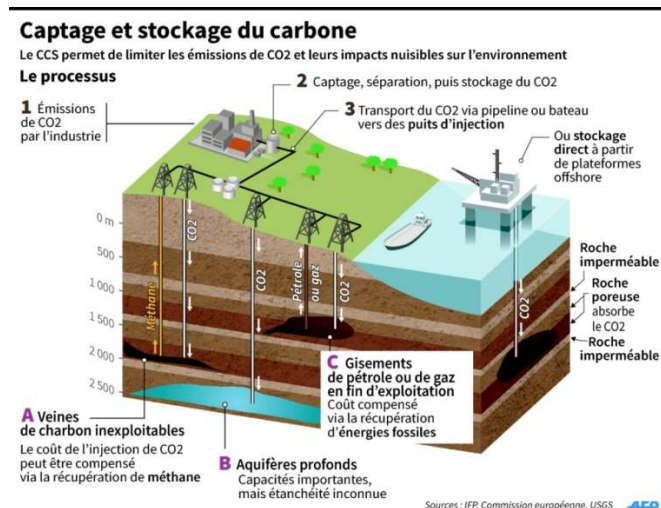
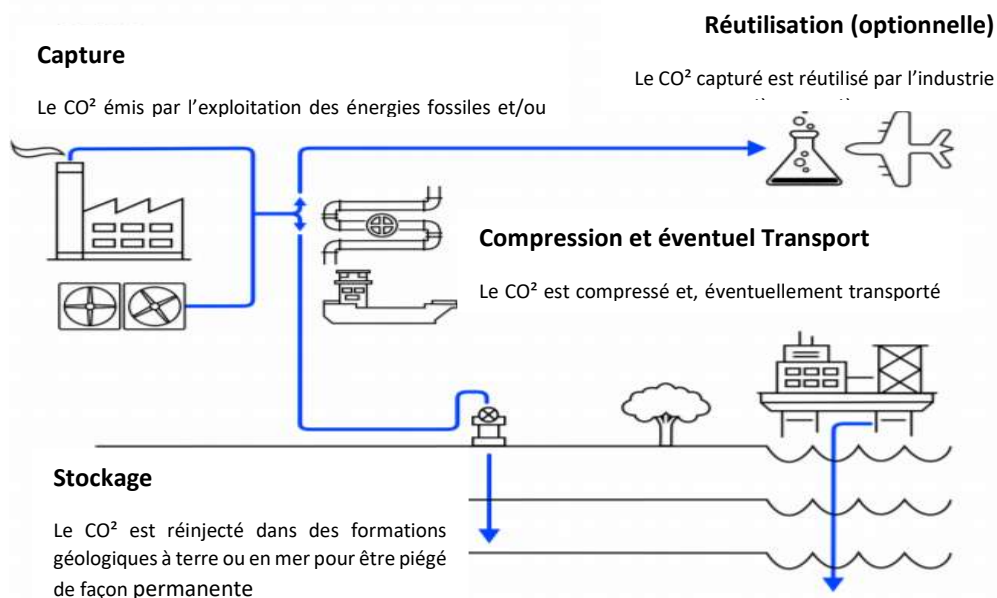


Schéma simplifié d'un système de capture et stockage du CO², avec options de transport et/ou de réutilisation (source AIE)



Dans un rapport du 24 septembre 2020 consacré au stockage du carbone, l'AIE estime que les technologies de capture, stockage et utilisation du CO₂ (CCUS) « gagnent de

l'ampleur [...] après des années de lents progrès » et « devront être un pilier central » pour tendre vers la neutralité carbone prévue par le Traité de Paris pour laquelle se sont engagés l'UE et les pays membres.

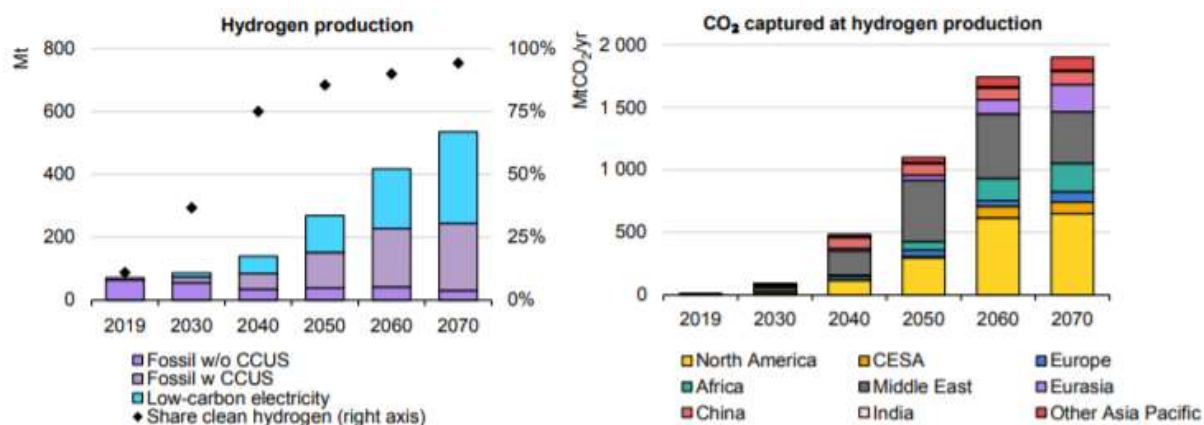
Pourtant, la réalité semble encore loin de l'optimisme de l'AIE puisqu'il existe seulement 21 installations de capture de CO₂ dans le monde, dont 16 sont associées à l'exploitation pétrolière pour injecter ce gaz dans les puits et améliorer ainsi le rendement de l'extraction, nullement pour des raisons écologiques ! Si environ 27 milliards d'euros d'investissements ont été annoncés depuis 2017, le développement de cette technologie reste timide pour les raisons précédemment évoquées.

Ces 21 installations de CCUS actuellement en service à travers le monde, principalement aux Etats-Unis, ont une capacité annuelle de capture de près de 40 millions de tonnes de CO₂, soit un peu plus de 0.1% des gaz à effet de serre émis par le seul secteur de l'énergie et de l'industrie.

En réalité et dans une perspective assez proche de son rapport sur l'hydrogène, l'AIE s'appuie plus sur les nécessités de rupture de comportements pour respecter l'Accord de Paris que de réelles perspectives fondées sur les tendances du marché actuelles. Néanmoins, au début des années 2000, personne ne pensait que les Etats-Unis redeviendraient la première puissance énergétique mondiale grâce aux hydrocarbures non conventionnels, prouvant ainsi que l'humanité peut aller très vite quand elle le souhaite vraiment !

Pour l'Union Européenne et ses pays membres disposant de champions industriels dans le stockage de carbone et l'hydrogène (pour la France, Total et Air Liquide) l'intérêt de « l'hydrogène bleu » est d'être un bon compromis entre la décarbonation à 90% du processus et son coût compétitif à brève échéance. Selon le rapport de l'AIE, cette technologie assurerait environ la moitié de la production de l'hydrogène et permettra donc d'économiser d'ici 2070 entre 700 et 900 millions de tonnes de CO₂ par an avec des politiques publiques respectant l'Accord de Paris.

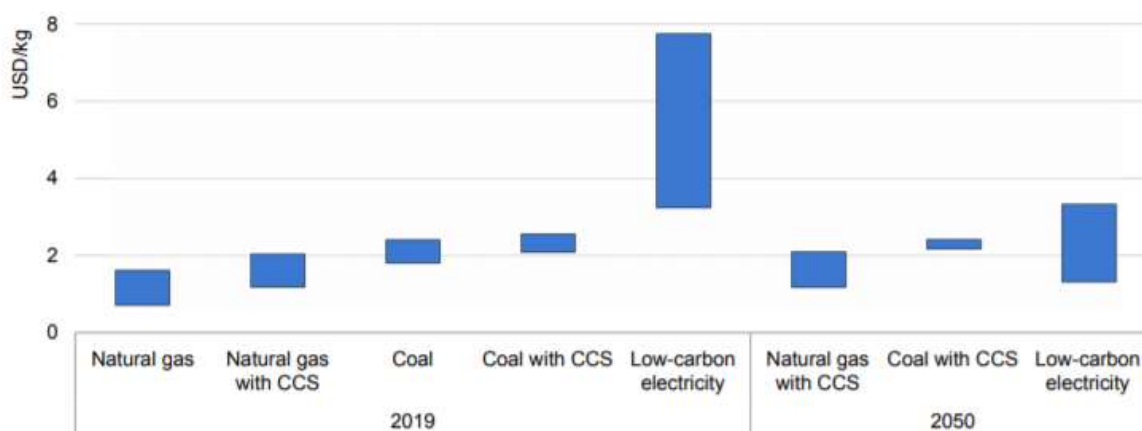
Production actuelle et estimée de l'hydrogène selon la technologie employée (gauche) et espérance de capture de Millions de tonnes de CO₂ d'ici 2070 (à droite) selon l'AIE



Selon l'AIE, la technologie CCUS permet de limiter la pollution émise par la production d'hydrogène par reformage du gaz ou du charbon, tout en restant dans une échelle de coût proche des procédés polluants.

Dès lors, on comprend l'intérêt industriel des procédés CCUS : ils permettent de maintenir nos modes de production fondés sur les énergies fossiles en « piégeant » le CO², ce qui ralentit tout autant la sortie de ces énergies polluantes dont, rappelons-le, l'Europe est particulièrement dépendante des puissances étrangères. On peut donc comprendre que l'UE, qui a mandat des Etats membres pour assurer l'autonomie énergétique du continent, ne fasse pas de ces politiques une priorité. Encore conviendrait-il de l'assumer comme tel pour la transparence du débat public.

Coûts moyens actuels de la production d'hydrogène selon la technologie employée, et coûts estimés pour 2050 par l'AIE.



Néanmoins, le CCUS ne réduit pas autant la pollution émise que l'hydrolyse avec de l'électricité bas carbone qui, en 2019, reste un procédé 4 à 8 fois plus que le reformage du méthane.

Les estimations de coût pour 2050 sont plus optimistes pour la production par hydrolyse bas carbone, mais le reformage avec CCUS reste bien plus compétitif. Surtout, ces estimations optimistes sur l'hydrogène vert ne reposent que des estimations optimistes, partant du principe que la production de masse et la recherche appliquée feront nécessairement baisser le coût des électrolyseurs et donc de l'hydrogène vert.

Enfin, les technologies CCUS ne sont pas sans danger. D'une part, une étude de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) du 20 novembre 2012 a alerté sur une possible "remobilisation de métaux lourds en sous-sol", qui "pourrait présenter un risque pour la santé et l'environnement".

Autrement dit, l'injection massive de CO² dans le sol aurait un rôle actif sur les métaux lourds susceptibles de polluer les sols et les eaux. Par ailleurs, il peut exister des risques sérieux de fuite de CO² lors de la capture, le transport et même des dégazages. Rien ne dit que des mouvements géologiques ne puissent dans un futur proche ou lointain faire perdre leur caractère hermétique aux réservoirs sélectionnés.

Force est de constater que la stratégie européenne sur l'hydrogène ne fait pas du déploiement de cette filière une priorité alors qu'elle est la plus accessible techniquement.

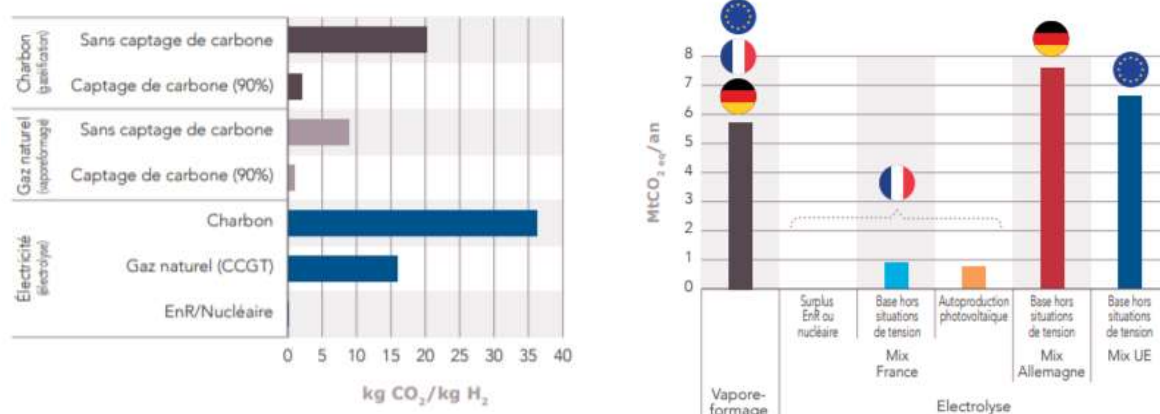
La raison est évidente : la captation du carbone ne fait pas recette politiquement dans l'opinion publique ; bien moins en tout cas que la perspective de pouvoir transformer le vent et le soleil en carburant hydrogène assurant notre niveau vie en émettant de la vapeur d'eau !

3) L'hydrogène « vert »

La seule méthode durable et écologique, est aujourd'hui l'électrolyse mais en 2019, les 300 électrolyseurs en exploitation dans l'UE produisent moins de 4% seulement de la production totale d'hydrogène pour un coût 4 à 10 fois supérieur au reformage.

Pour être « vert », cet hydrogène doit être produit avec de l'électricité décarbonée, ce qui est loin d'être le cas en dehors de la France, de l'Autriche ou de la Suède au sein de l'UE. Comme on l'a vu précédemment, la pollution émise par le mix électrique allemand actuel rendrait l'électrolyse plus émettrice de CO² que le reformage de l'hydrogène.

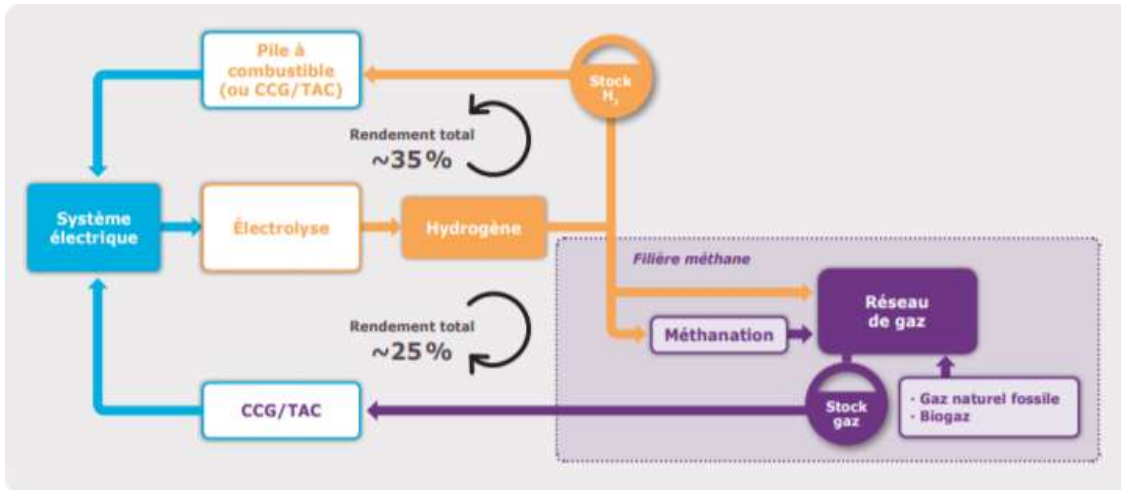
Emissions de CO² selon le mix électrique et émissions induites par la production de 630 000 tonnes d'hydrogène selon le mix électrique de l'Union Européenne, France et Allemagne (source AIE et RTE)



Au-delà de la possibilité technique de l'hydrolyse vert se pose la question de sa rentabilité énergétique. En effet, à chaque étape de la transformation de l'eau vers l'hydrogène puis la combustion de cet hydrogène pour créer de l'énergie, il y aura de forte déperdition de l'ordre de 30 à 35%.

Aujourd'hui et à échéance 2030, le rendement final de l'hydrogène par hydrolyse puis sa réutilisation dans le réseau gazier ou électrique est de 25 à 35%. Ce rendement n'est pas mauvais en lui-même par rapport aux autres énergies mais, il ne permet pas de compenser les surcoûts liés à la production d'hydrogène.

*Cycle simplifié de l'hydrolyse de l'hydrogène, puis de sa réutilisation comme vecteur énergétique.
(Source RTE)*



Il n'existe donc que deux options technologiques sur la table pour produire de « l'hydrogène vert » à grande échelle :

- **La première solution serait assurée par une électricité dont la rentabilité a été éprouvée par le temps, il s'agit du mix électrique français, fondé sur 70-75% d'énergie nucléaire, 10-15% d'hydroélectricité.**

D'autres mix électriques européens, comme la Suède ou l'Autriche sont largement décarbonés mais ces pays possèdent d'énormes ressources hydrauliques naturelles comparés à la taille de leur population et de leur économie. Leur modèle n'est pas généralisable à des pays moins dotés, comme l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne ou la Pologne.

Dans son rapport sur la filière nucléaire, l'AIE explique clairement que la production électronucléaire est parfaitement apte à la production massive d'hydrogène vert et met cette énergie au même rang que les énergies renouvelables et la biomasse.

Quant à l'Agence Internationale pour l'Energie Atomique, qui dépend de l'Organisation des Nations Unies, elle a rendu de nombreuses publications qui démontrent que l'énergie nucléaire serait l'une des plus compétitives pour assurer la production d'hydrogène vert, notamment avec le développement de réacteurs de nouvelle génération, dite « Réacteur à Très Haute Température », qui en plus de l'électricité, produisent une immense chaleur utilisable pour produire directement sur site de l'hydrogène.

A ce titre, les Etats-Unis et le Canada ont déjà déployé des démonstrateurs qui visent soit à réutiliser d'anciennes centrales dont le coût est amorti et donc propice à produire de l'hydrogène à bas coût soit à créer de nouveaux types de réacteurs associés à de la production hydrogène.

L'exclusion par la Commission Européenne dans son plan hydrogène du nucléaire, technologie dont l'Europe était la leader incontestée grâce à la France est donc une aberration sans aucun fondement technique ni scientifique.

➤ **La deuxième solution est théorique. Elle repose sur la poursuite du développement des énergies renouvelables intermittentes.**

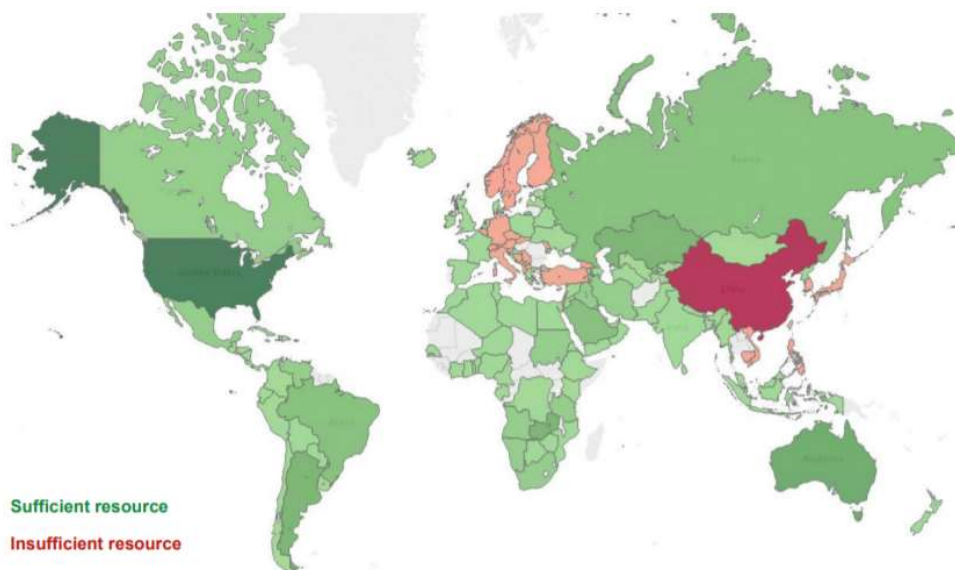
Suivant le modèle allemande ou danois, l'éolien terrestre et maritime ainsi que le solaire photovoltaïque doivent dépasser les 30%, puis les 50% du mix énergétique. Leur intermittence engendrera régulièrement des surcapacités permettant de produire de l'électricité excédentaire à transformer en hydrogène stockable.

Contrairement aux 50 années du modèle français pourtant mis au placard, cette solution n'est fondée que sur des spéculations dont l'inefficacité a été démontrée en Allemagne dès sa première étape, à savoir la transition du mix électrique, un pari qui était moins hasardeux que la massification de l'hydrogène !

A ce titre un rapport de l'agence Bloomberg du 30 mars 2020 a établi la liste des pays dont les ressources naturelles et l'espace disponible rendent possible la production de 50% de l'électricité et de 100% de l'hydrogène nécessaire à son économie à partir uniquement d'éolien terrestre, d'éolien en mer et de solaire photovoltaïque.

L'étude conclut que la moitié des pays européens, dont l'Allemagne, l'Italie sont physiquement incapables de remplir cet objectif ! La seule solution est donc de procéder à des importations, en particulier du Maghreb. L'Allemagne a d'ailleurs parfaitement conscience de ce besoin puisque son plan de 9 milliards d'euros prévoit 2 milliards pour sécuriser ces importations en investissant dans la zone saharienne. Un premier contrat a d'ailleurs été signé entre l'Allemagne et le Maroc.

*Capacité estimée des pays à disposer de l'espace et des ressources naturelles aptes à assurer la production de 50% de l'électricité et de 100% de son hydrogène à partir d'éolien et de solaire
(Source Bloomberg)*



Compte tenu du fiasco économique et écologique du programme allemand, qui a porté le prix de l'électricité pour le consommateur à plus de 300€ le MW/h contre 160€ pour la

France, on peut légitimement s'interroger sur l'enthousiasme démesuré de la Commission Européenne dans son suivisme des projets de Berlin.

L'autre grande inconnue technique est la compétitivité de l'électrolyse pour des centrales électriques décentralisées et irrégulières comme les énergies renouvelables. En effet, l'ensemble des modèles préconisent plutôt une électrolyse centralisée, exploitée régulièrement plus de 60%, un profil qui correspond plus à des réacteurs nucléaires fonctionnant 70 à 90% de l'année qu'à des éoliennes fonctionnant 20 à 25% du temps.

Enfin, la stratégie européenne fait complètement l'impasse sur la capacité des pays membres à s'approvisionner en matières premières et en nouvelles capacités de production nécessaires à la massification de l'hydrogène vert.

B. Les choix technologiques de l'UE ne permettent pas d'espérer un prix abordable de l'hydrogène pour décarboner l'économie ?

A court et même moyen terme, l'ensemble des études, y compris les plus optimistes, reconnaissant que « l'hydrogène vert » produit par des ENRi ne sont compétitives par rapport à l'hydrogène d'origine fossile, « l'hydrogène gris », soit 6 à 12€/kg d'hydrogène « vert » contre 1.5€ /kg d'hydrogène « gris ».

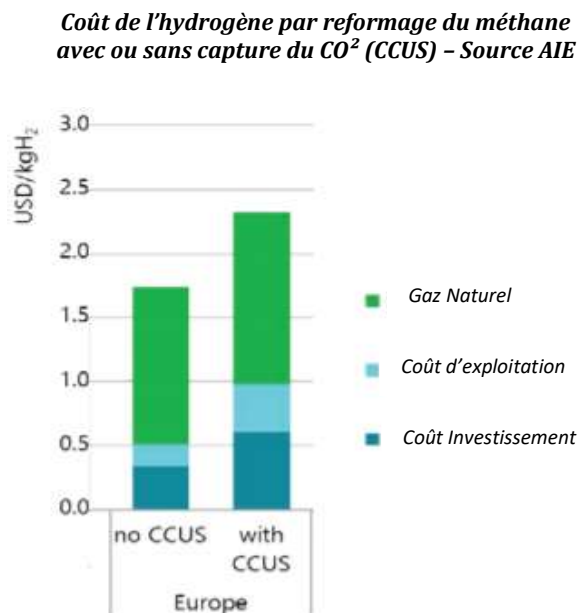
1) La baisse des coûts de l'hydrolyse et/ou des ENR ne permet nullement d'envisager à ce jour un hydrogène vert compétitif à base d'ENRi

Comme nous l'avons vu, l'hydrogène « bleu », produit par reformage de méthane ou de charbon mais dont les émissions de CO² sont capturées et stockées est la seule technologie qui permet de produire de l'hydrogène à coût raisonnable à court terme, soit environ 2€/kg d'hydrogène.

La Commission Européenne estime que le coût de l'hydrogène d'origine fossile en 2019 est d'environ 1,5 €/kg pour l'Union Européenne – le coût change par région selon le prix du gaz naturel (le méthane).

Le pari sur l'avenir d'un « hydrogène vert » compétitif s'appuie sur une espérance de baisse continue des prix des électrolyseurs, dont le coût a en effet diminué depuis dix.

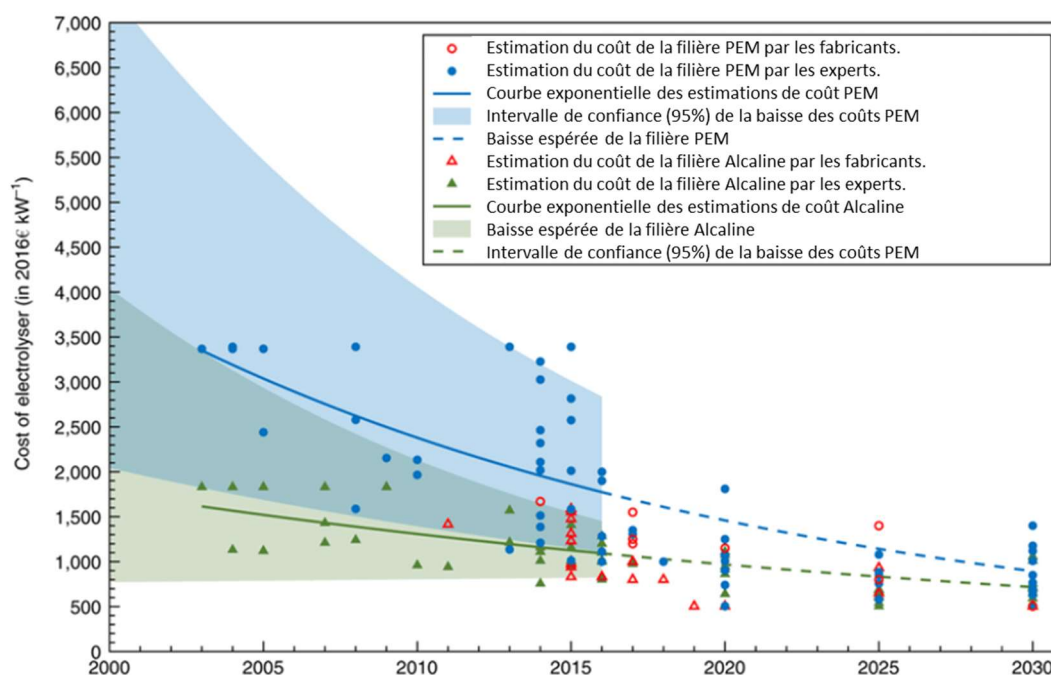
Selon l'AIE, l'Agence Internationale des Energies renouvelables (IRENA) et l'agence Bloomberg, les économies d'échelle devraient permettre de diviser par deux les coûts des électrolyseurs, passant de 900 €/kW à 450 €/kW, voire 180 €/kW après 2040.



Ces hypothèses sont confortées par une étude de référence du Laboratoire Nationale pour les Energies renouvelables du Département de l'Energie américain (NREL) qui a estimé que les économies d'échelle et l'augmentation des capacités de production des électrolyseurs constituaient les 2/3 de la baisse des coûts.

Dans un article de *Nature Energie* de mars 2019, un graphie a modélisé l'ensemble des données des fabricants mais aussi des prescripteurs d'opinion (scientifiques, agences internationales ou gouvernementales, médias) sur les estimations de baisse attendue des deux principales technologies d'électrolyseurs (filrière historique alcaline ; filrière innovante PEM). On remarque que les estimations théoriques des prescripteurs d'opinion sont très majoritaires par rapport aux prétentions des fabricants, notamment pour l'échéance 2035.

Trajectoire de l'ensemble des experts et fabricants d'électrolyseurs (Source : Nature Energy)



Il est vrai que la filière électrolyse a bénéficié de très peu de moyens pour sa recherche, tant du secteur privé que du secteur public depuis les années 1970 et n'a jamais déployé de production au niveau industriel à grande échelle.

Dans les années 1990, on ne comptait qu'une dizaine de nouveaux projets d'électrolyseurs par an dans le monde pour une puissance moyen unitaire entre 0.1 et 0.4MW. Il est donc tout à fait normal que cette technologie parte de coûts élevés mais aussi tout à fait normal que ces coûts baissent vite après que la production a été multipliée par dix.

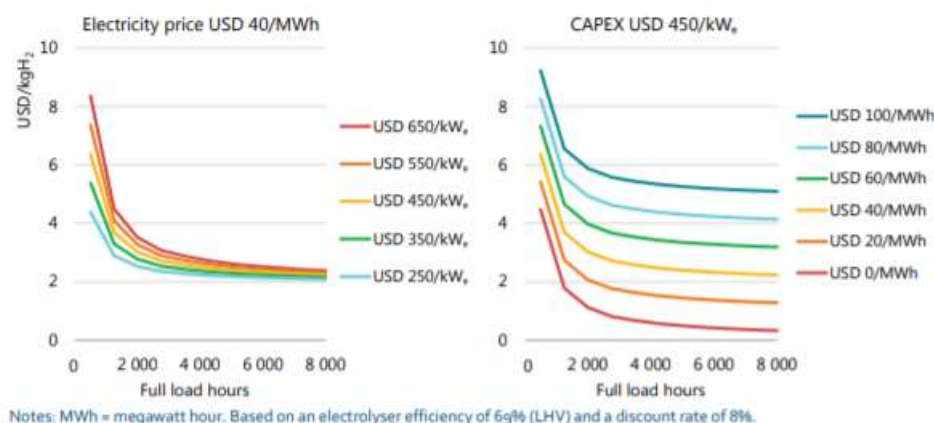
Les objectifs européens d'électrolyseurs représentent une multiplication entre 40 et 80 du marché d'ici 2030, ce qui permet légitimement de garantir une baisse des coûts, car contrairement aux piles à combustible, les dispositifs d'électrolyse ne demandent pas de métaux ou ressources rares de manière déraisonnable.

Si la baisse attendue des coûts des électrolyseurs semble rationnelle de la part de l'Union Européenne, on peut en revanche s'interroger sur la pertinence de sa promesse de produire un hydrogène « vert » compétitif à partir de l'éolien et du solaire dès 2030.

La stratégie de l'Union Européenne, mais aussi de l'Allemagne et de la France sur l'hydrolyse est d'autant plus questionnable que la perspective politique retenue -produire de l'hydrogène vert avec des ENRi- ne constitue pas la conclusion technique et économique évidente des études sur les critères permettant d'utiliser au mieux les caractéristiques techniques des électrolyseurs.

L'ensemble des études qui viennent appuyer le renouveau de la confiance dans l'hydrogène conclut que le prix de production par électrolyse est évidemment lié au facteur de charge de l'électrolyseur, autrement dit, au nombre d'heures par an de fonctionnement. Plus l'électrolyseur fonctionne, plus il est amorti, moins l'hydrogène produit est rentable.

Variation du coût de l'hydrogène produit selon le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur avec de l'électricité injectée à 40\$ le MWh (gauche) et un coût d'investissement initial (à droite) de 450\$/KW installés (source AIE)



Pour obtenir un rendement maximal et une baisse réelle des coûts, il faut donc approvisionner en permanence les électrolyseurs en électricité, ce que les énergies renouvelables intermittentes sont incapables de faire à court, moyen et même long terme.

A titre d'exemple, le parc éolien français en 2018 a produit 28 TWh pour 15 000 MW de puissance installée, soit un facteur de charge de 21%. La moyenne des parcs éoliens, selon les conditions météorologiques, fonctionnement entre 15 et 25% par an, et entre 10 et 20% pour le solaire (13.5% pour le solaire français en 2018) contre 70 à 80% pour le nucléaire en France – d'autres pays comme les Etats-Unis utilisent leurs centrales entre 80 et 90 de facteur de charge.

Par ailleurs, ce faible facteur de charge comprend majoritairement des périodes où l'électricité des ENRi n'est pas excédentaire. En 2018, l'Allemagne a produit moins de 1% d'électricité excédentaire avec ses ENRi. Si ce pays avait disposé des 4GW d'électrolyseurs en 2018 comme il ambitionne de les avoir en 2030, ces 1.5 TWh d'électricité excédentaire n'auraient permis que d'obtenir une utilisation de 4%, soit 350 heures dans l'année, ce qui nous place très loin d'un hydrogène vert compétitif.

Pour dégager suffisamment d'électricité d'ENRi excédentaire, il faudrait donc déployer de nouvelles capacités éoliennes et solaires considérables sur le sol européen, avec un coût

exorbitant qui n'est jamais pris en compte dans la stratégie de « l'alliance européenne pour l'hydrogène ».

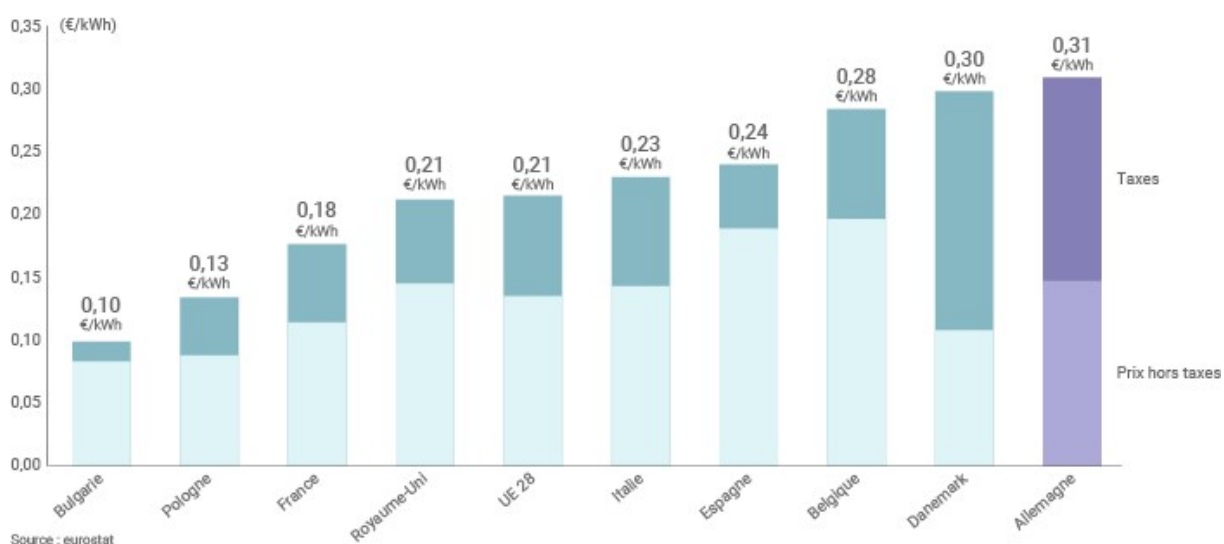
Directement liée à la faiblesse du facteur de charge, l'enjeu du prix de l'électricité ENRi dans le scénario européen est également mis sous le tapis. On lit régulièrement que l'électricité excédentaire serait à coût zéro, ce qui est une illusion du marché « spot » de l'électricité créé par l'Union Européenne.

En effet, quand il y a trop d'électricité sur le marché de gros européen en temps réel, le prix de l'électricité peut être très bas, et même négatif. Selon la loi de l'offre et la demande, personne ne va acheter un produit dont il n'a pas besoin, surtout que l'électricité ne peut être stockée aujourd'hui.

Néanmoins, cette illusion économique ne signifie nullement que cette électricité n'a pas de coût pour le producteur mais faute de stockage ou de besoins, il doit brader son produit. La même chose est d'ailleurs arrivée lors du 1^{er} confinement du COVID19 avec le pétrole. À la suite de la chute de la consommation et faute de pouvoir arrêter l'extraction sans énorme dommage économique de moyen terme, les capacités de stockage pétrolier ont été saturées et les producteurs cherchaient à se débarrasser à tout prix de leur pétrole, y compris en payant les acheteurs... une situation que personne ne pensait voir un jour sur le marché pétrolier... C'est ce qui se passe pourtant sur le marché électrique dès que les ENRi produisent du courant sans que personne n'en ait besoin.

Mais cette électricité à coût zéro est bien payée par le consommateur contribuable par des subventions aux producteurs, des impôts indirects et/ou des taxes sur la facture électrique. A ce jour, les taxes pour subventionner à perte les producteurs d'électricité éolienne et solaire ont tout simplement doublé le prix réel de l'électricité en Allemagne ! A combien s'élèveront-elles pour subventionner le double, le triple de production ENRi ?

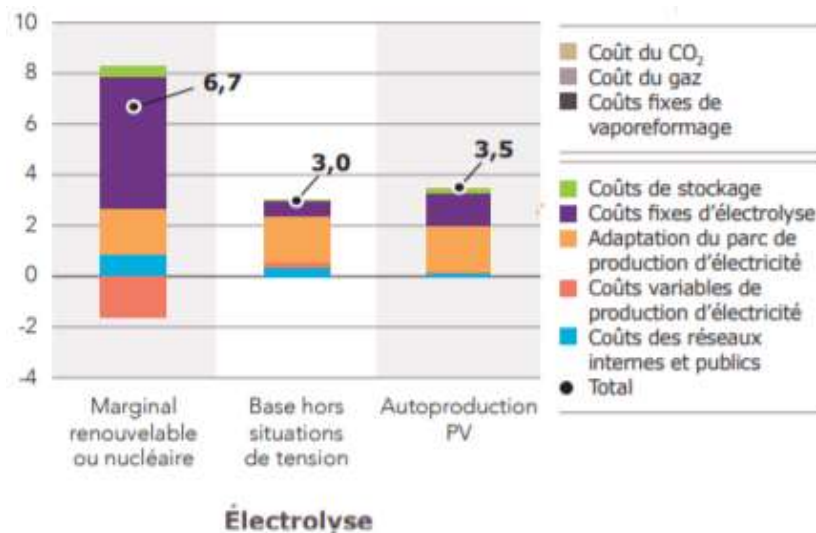
Europe Prix de l'électricité pour les consommateurs particuliers (1^{er} semestre 2019)



Le scénario RTE de 2020 lui, démontre clairement à quel point compter sur les capacités excédentaires/marginales -en théorie économique, on appelle production marginale toute production supplémentaire- n'est absolument pas rentable. Une telle politique revient à un prix double de l'utilisation de l'électricité de base – avec 50% de nucléaire

amorti- qui par définition est déjà utilisée ailleurs, mais aussi au coût de sites photovoltaïques dédiés à cette seule production. Ceci dit, aucune des trois solutions n'est en réalité économiquement viable à l'heure actuelle.

Modélisation du coût d'un kg d'hydrogène par électrolyse selon la nature de l'électricité utilisée (RTE)



Le rapport RTE ramène aussi le scénario européen à la réalité en ayant calculé comment la France pourrait produire son premier objectif d'hydrogène vert, à savoir remplacer 60% de l'hydrogène « gris » produit et utilisé par son industrie.

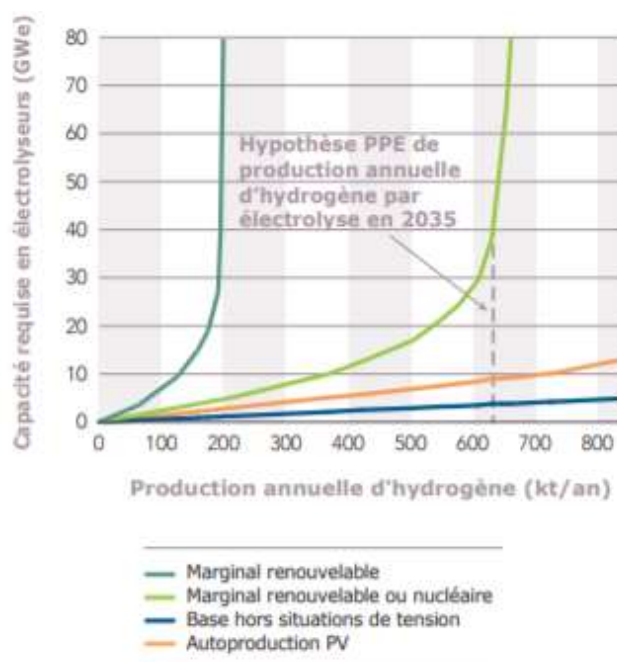
Ce calcul est fondamental puisqu'il permet de se rendre compte de l'effort que la France, et a fortiori l'Europe, devra faire ne serait-ce que pour remplacer les ressources hydrogènes que nous consommons déjà, sans produire un gramme supplémentaire pour nos transports ou la décarbonation du reste de l'économie.

La conclusion est sans appel : avec toute son électricité ENRi marginale, la France ne peut produire que 200 000 tonnes d'hydrogène vert si elle installait entre 38 GW d'électrolyseur, dix fois son objectif.

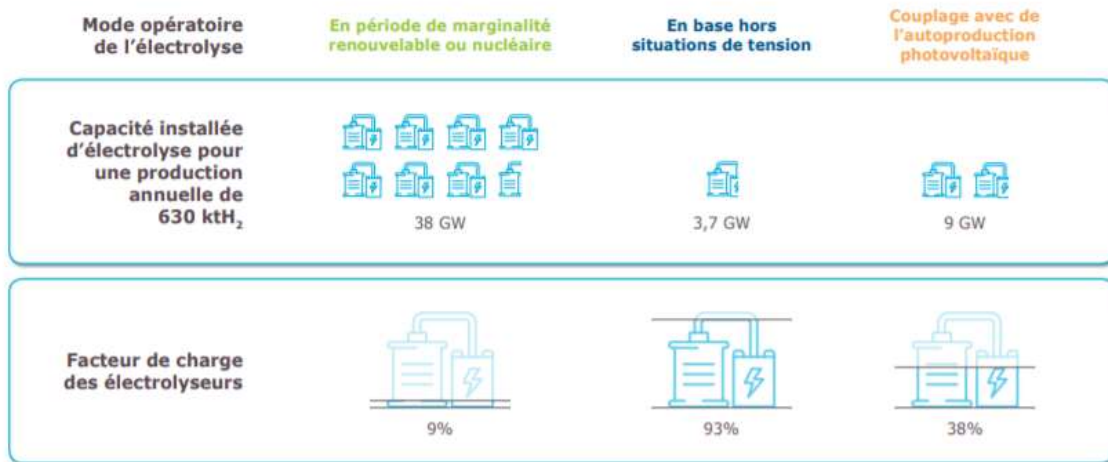
La seule méthode avec laquelle la France peut produire 630 000 tonnes d'hydrogène

vert avec moins de 5GW d'électrolyseurs, c'est l'utilisation de son électricité de base, autrement dit, 75% de nucléaire.

Capacité réelle du mix électrique français à court terme pour produire le premier objectif d'hydrogène vert, soit 630 000 tonnes (RTE)

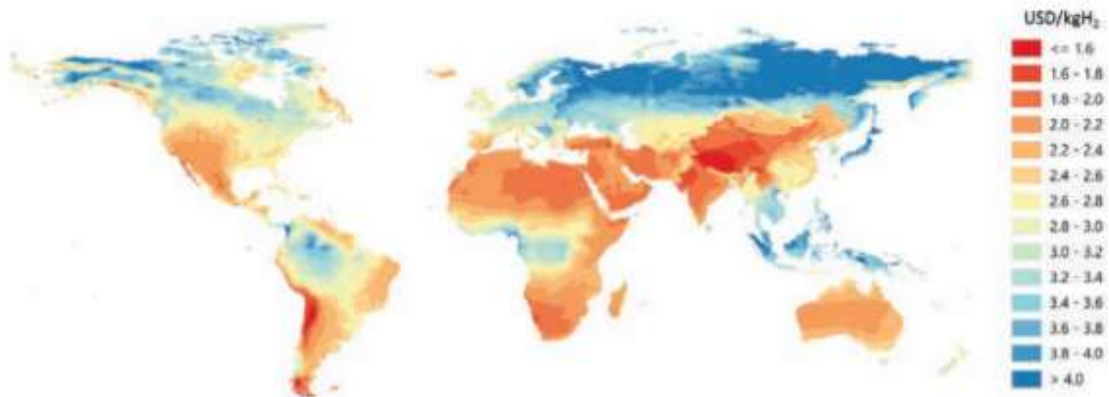


Capacité nécessaire des électrolyseurs selon le type d'électricité/facteur de charge pour produire 630 000 tonnes d'hydrogène en France par an (RTE)



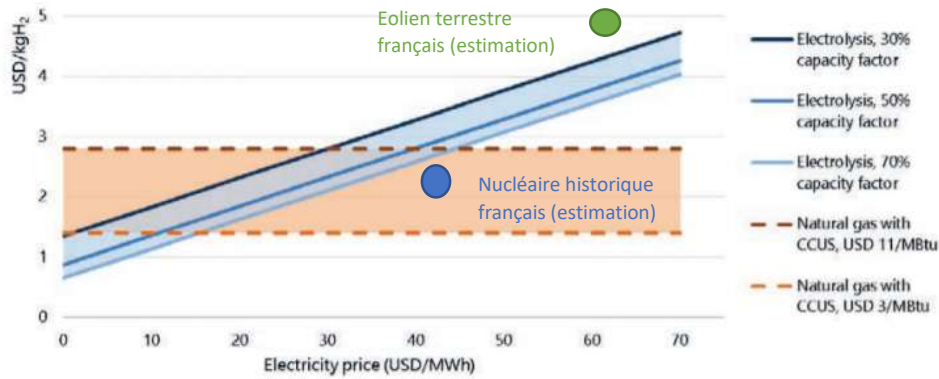
L'AIE ne cache nullement ces difficultés, contrairement à l'Union Européenne, l'Allemagne et la France. Dans une carte qui établit les régions capables d'obtenir un hydrogène vert grâce à l'hydrolyse des ENRi solaires et éoliennes (couleurs chaudes), l'Europe du Nord est complètement hors-jeu, avec une espérance de coût qui oscille entre 2.8\$ et plus de 4\$ par kg d'hydrogène produit. Cette conclusion est semblable à l'étude de l'agence Bloomberg et justifie que l'Allemagne pense déjà à importer de l'hydrogène des pays sahariens pour alimenter des investissements qui ne seront jamais rentables avec de l'hydrogène « vert » allemand, pour peu qu'il existe réellement un jour à grande échelle.

Carte établissant le coût de l'hydrogène produit espéré à moyen terme selon la région, plus la couleur est chaude, plus l'hydrogène est rentable, et inversement (source AIE)



A ce titre, la modélisation du rapport de l'AIE est extrêmement clair. Dans ce graphique, le prix de revient de l'hydrogène produit est directement lié au prix de l'électricité injectée mais aussi au facteur de charge de l'électrolyseur. Selon ce modèle, seul le prix historique du nucléaire français (environ 40€/MWh) et un facteur de charge de 75% rendent l'hydrogène possiblement rentable par rapport au reformage du méthane aujourd'hui utilisé. En réalité et dans l'état actuel des technologies, aucun modèle ne semble réellement rentable, et a fortiori l'hydrogène vert issue des ENRi.

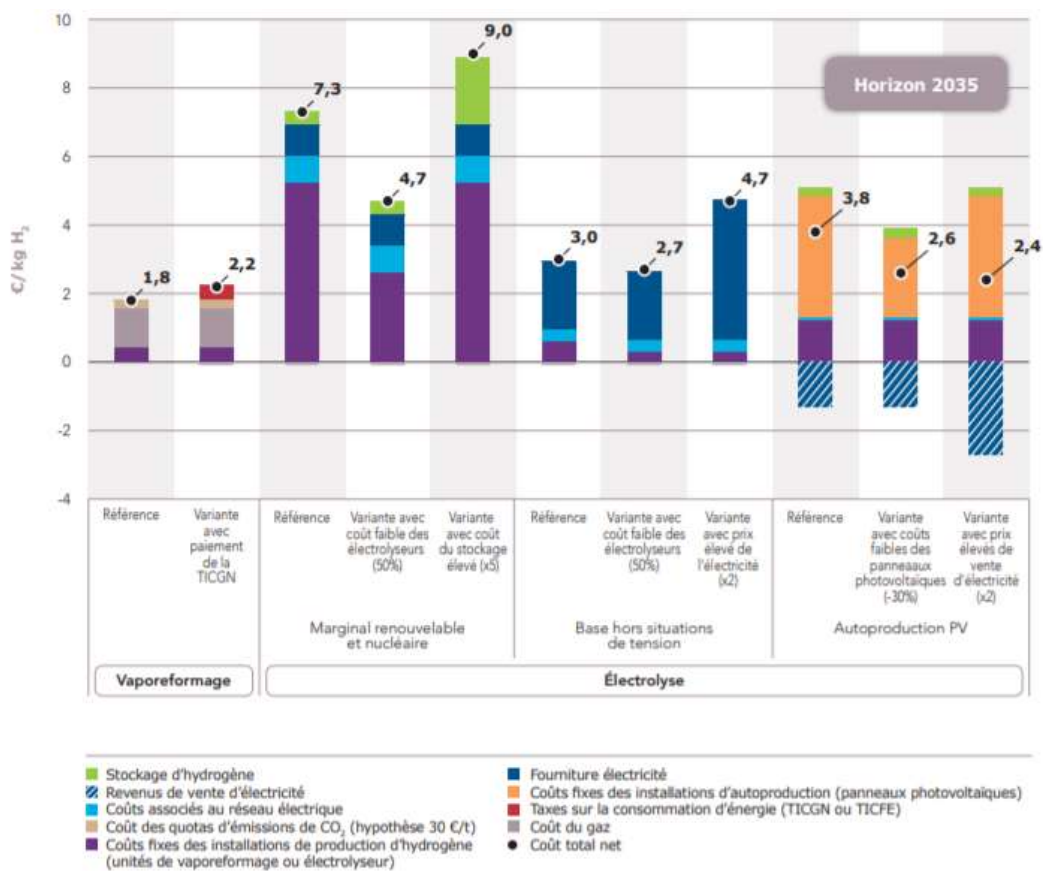
Modélisation du coût de l'hydrogène par rapport au reformage du méthane selon le prix de l'électricité et le facteur de charge de l'électrolyseur (source AIE + estimations personnelles)



Le rapport de référence de RTE arrive à des conclusions semblables sur la cherté de l'hydrogène vert à moyen terme. A l'horizon 2035, le rapport estime que l'hydrogène produit par reformage du méthane sans capture coûtera toujours entre 1.8 et 2.2€/kg d'hydrogène, y compris avec la fiscalité française et le coût européen du carbone à 30€/t.

Le scénario vendu par l'UE, à savoir l'utilisation des capacités marginales, ou excédentaires, de l'électricité nucléaire ou renouvelable, pourtant peu chères dans le mix français, revient au prix astronomique de 4.7 à 9€/kg. RTE ne s'hasarde pas sur des projections de prix au-delà de 2035, ce qui semble raisonnable.

Coût de l'hydrogène selon les modes de production (reformage du méthane / hydrolyse avec l'électricité marginale/le mix français de base/du photovoltaïque dédié sur site (Source RTE)

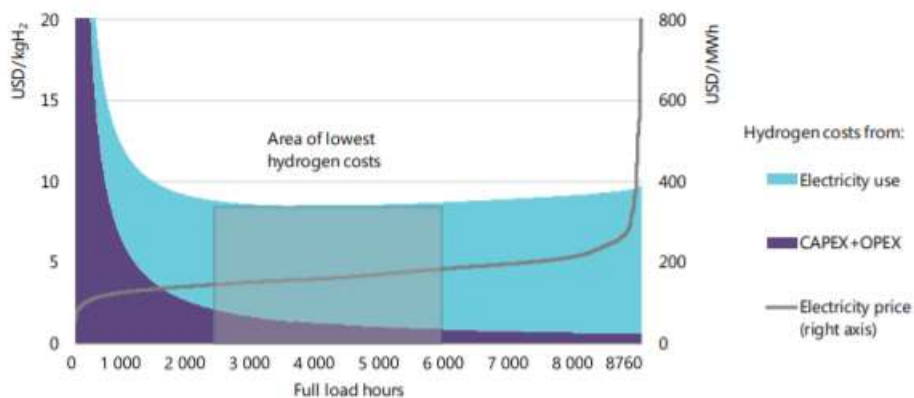


Le seul véritable retour d'expérience concret dont nous disposons sur le prix réel de l'hydrogène produit par électrolyse est sur le marché japonais qui valide les thèses plutôt pessimistes sur les conditions de productions.

De fait, à partir du moment où vous utilisez l'électricité produite par des centrales qui visent d'abord à alimenter le réseau national, vous suivez l'évolution type des prix du marché électrique. Ainsi, le prix de l'électricité est croissant de façon exponentielle à partir de 8000 heures par an, limite après lesquelles les moyens de production électriques sont peu utilisés dans l'année (pointe puis hyperpointe) ce qui entraîne des prix de marché de l'électricité très élevés (si une centrale dédiée à la pointe est peu utilisée, sa production devient chère).

Cette hausse croissante du prix de l'électricité dans les conditions réelles rend impossible d'amortir au maximum les électrolyseurs, et donc de faire diminuer le prix de l'hydrogène produit, qui tourne autour de 8 à 9\$/kg d'hydrogène, bien loin des projections optimistes des agences !

***Coût constaté de l'hydrogène produit au Japon par hydrolyse à partir du mix électrique domestique
(Source : Japan Electric Power Exchange)***



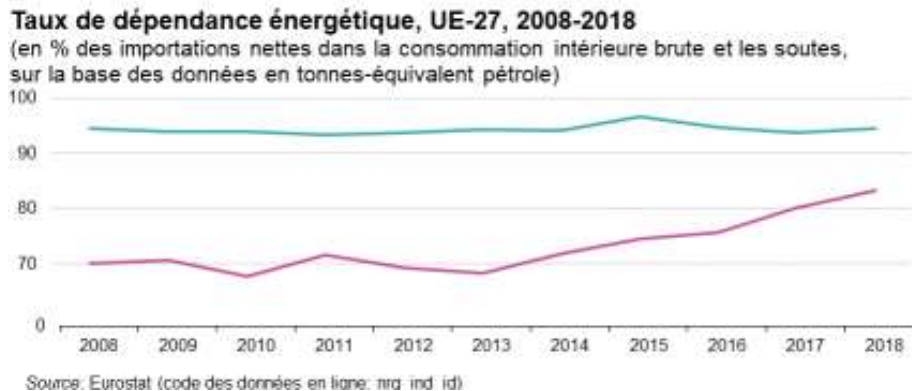
Le scénario le plus compétitif pour l'hydrogène vert parvient à 2.7€/kg en utilisant l'électricité française de base, qui aura en 2035 encore plus de 50% de nucléaire historique. La production sur site photovoltaïque reste à 5€/kg, prix auquel RTE soustrait 1.2€/kg lié à la revente de la production d'électricité produite avec cet hydrogène... Mais on ne voit pas pourquoi cette réduction n'est pas appliquée aux autres formes de production autrement que pour des raisons politiques, à savoir promouvoir cette solution.

Dans sa communication du 8 juillet 2020, la Commission Européenne reconnaît partiellement cet état de fait en affirmant : « *ni l'hydrogène renouvelable ni l'hydrogène bas carbone, notamment l'hydrogène d'origine fossile avec captage du carbone, ne sont compétitifs sur le plan des coûts par rapport à l'hydrogène d'origine fossile.* »

Alors que près de 1000 milliards d'investissements sont prévus d'ici 2050, il est donc très regrettable que l'UE n'ait pas davantage expertisé le coût réel que l'on peut espérer de l'hydrogène vert, en reprenant uniquement les hypothèses les plus favorables de l'AIE, sans prendre les mesures nécessaires pour résoudre les défis qui se posent.

C. Les contraintes de transport et de stockage de l'hydrogène compliquent encore davantage tout espoir de rentabilité.

L'approvisionnement des Français et des autres peuples européens en électricité, et hydrocarbures est devenu si fiable qu'on en oublie la complexité logistique et les contraintes physiques, surtout pour un continent dénué de l'essentiel des ressources énergétiques et qui doit importer plus de 95% de son pétrole et dont la dépendance au gaz étranger est passée de 70 à plus de 80% depuis 2008.

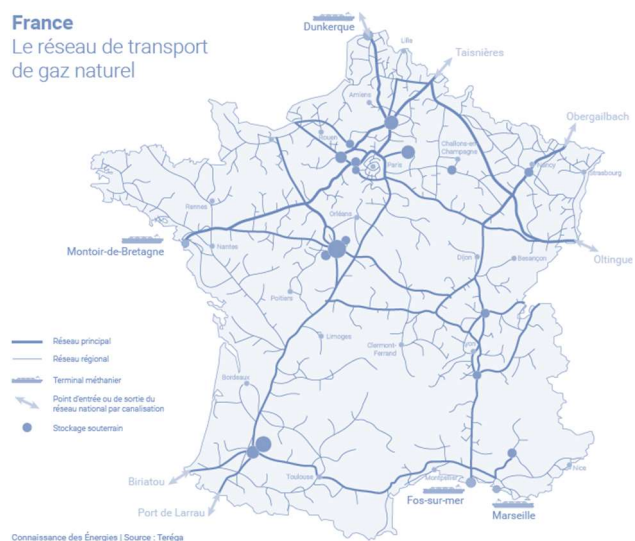


Mis à part l'électricité, qu'on ne sait aujourd'hui pas stocker à grande échelle en dehors de la réserve naturelle que constitue un barrage hydroélectrique, toutes les autres énergies, dont l'hydrogène ont besoin de stockage. Pour pouvoir décarboner d'autres secteurs que l'industrie lourde, l'hydrogène doit être stockable pour devenir un « vecteur énergétique », une ressource de « réserve d'énergie ». Et si les pays souhaitent utiliser cet hydrogène en dehors des lieux de production, il faut pouvoir le transporter.

Les pays de l'Union Européenne savent stocker à grande échelle le gaz naturel/méthane, la norme étant de disposer de 3 mois de réserve stratégique.

La plupart disposent aussi de lourdes infrastructures pour assurer leur approvisionnement. L'Allemagne a investi dans un gazoduc directement relié à la Russie – *Northstream*- et cherche à en construire un second. La France a construit le terminal méthanier de Dunkerque avec Total, le plus lourd chantier industriel des dix dernières années avec l'EPR de Flamanville. Ce terminal accueille des navires méthaniers qui transportent du Gaz Naturel Liquéfié

(GNL) depuis les pays producteurs équipés d'installations pour liquéfier leur gaz naturel et l'exporter.



La plupart des pays européens dispose d'un vaste réseau de gazoducs ou de professionnels qui livrent du gaz en citerne. Pour la France, ce réseau est considérable, soit 37 500 km de

gazoduc à haute-pression, les « autoroutes du gaz », et 200 000 km de canalisations à basse pression pour distribuer la ressource vers les entreprises et les particuliers.

1) Les contraintes physiques de l'hydrogène renchérisent son utilisation massive.

Pour des raisons évidentes de coût et de délais, il semblerait de bon sens de pouvoir utiliser le réseau gazier existant pour injecter, stocker, transporter et distribuer l'hydrogène, mais aussi l'importer et l'exporter !

Néanmoins, le seul fait de disposer d'une infrastructure existante ne suffit pas car l'hydrogène n'a pas les caractéristiques nécessaires. Selon l'expert en énergies Jean-Marc Jancovici, les caractéristiques physiques de l'hydrogène (légèreté, faible densité, etc.) limitent très fortement l'espoir de le transporter et d'en faire un vecteur énergétique. La seule véritable chance de l'hydrogène consisterait à être consommé sur place ou à proximité de son lieu de production.

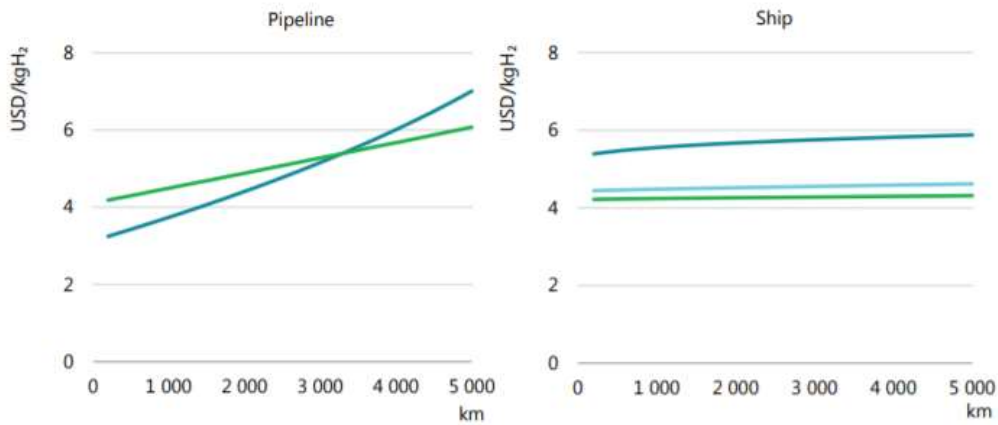
De fait, si l'hydrogène est l'atome le plus abondant de l'univers, c'est aussi le plus léger ! Cette ressource peut se stocker et être transportée mais avec plus de contraintes que le méthane ou d'autres gaz plus lourds (méthane, propane) qui limitent les possibilités et surtout sa rentabilité financière, et même tout simplement physiques :

- L'hydrogène est plus énergétique que le méthane -il y a plus d'énergie dans un kilogramme d'hydrogène que dans un kilo de méthane. En revanche, le même volume d'hydrogène à pression égale contient 3 à 4 fois moins d'énergie que le méthane. Ainsi, le coût du transport de l'hydrogène sera intangiblement, quels que soient les progrès réalisés, 3 à 4 fois élevés que celui du méthane.
- Il faut donc soit compresser plus fort l'hydrogène, ce qui demande plus d'énergie et renchérit le coût, soit plus de volume, rendant par exemple le transport par camion-citerne impossible, le tout avec une meilleure étanchéité car la molécule légère est aussi la plus petite, pouvant traverser l'acier et le plastique. A titre d'exemple, pour avoir l'équivalent énergétique d'un camion-citerne d'essence, il faudrait 22 camions d'hydrogènes !
- Pour avoir la même densité que le méthane pressurisé à 200 bars, l'hydrogène doit l'être à 700, qui consomme 15% d'énergie contre 5% pour le méthane. Pour liquéfier l'hydrogène, il faut même dépenser 35% de son énergie.
- L'hydrogène est facilement corrompible par des bactéries, qui peuvent le transformer en sulfure d'hydrogène ou en méthane.

La question du stockage et du transport est donc loin d'être anecdotique sur le prix final de l'hydrogène. En effet, selon l'AIE, son transport par « hydroduc », l'équivalent du gazoduc dédié à l'hydrogène, coûte 3 à 4 fois le prix de l'hydrogène gris ou bleu, et double le coût de l'hydrogène vert. Prix qu'il faut encore doubler ou tripler si on ajoute un transport en bateau.

Le coût est donc considérable à court et moyen terme, ce qui confirme que l'hydrogène ne peut être une solution de vecteur énergétique en dehors d'une production locale, consommée sur site ou à proximité.

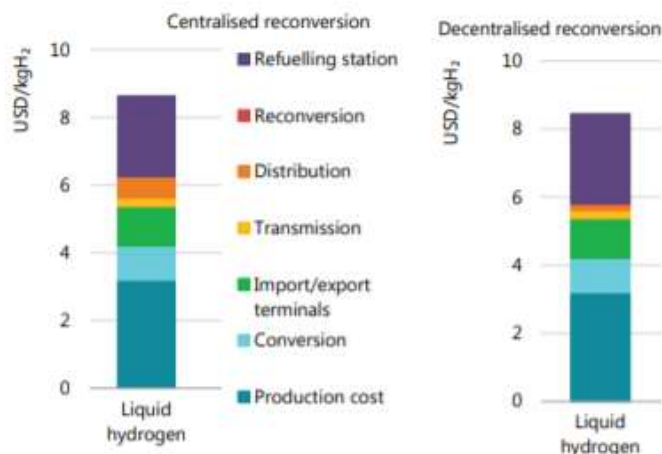
Coût total du transport de l'hydrogène (courbe bleu – avec coût de la reconversion) selon la distance (AIE)



Il est en de même pour les importations d'Afrique du Nord vers l'Europe, l'un des projets de l'Allemagne. De telles importations coûteraient entre 8 et 9€/kg d'hydrogène. La hausse de productivité des ENRi en zone saharienne ne compense nullement les coûts de conversion, de transport, de reconversion puis de distribution !

Coûteux financièrement, ce processus est aussi absurde en termes énergétiques car à chaque étape de transformation de l'hydrogène, les pertes sont énormes et le rendement final médiocre.

Coût des importations d'hydrogène d'Afrique du Nord vers l'Europe (AIE)



Si le plan français ne dit rien ou presque sur la façon dont nous stockerons et transporterons l'hydrogène, le plan européen anticipe dans sa communication du 8 juillet 2020 cet enjeu d'autant plus que la constitution d'un marché unique de chaque énergie

est de la compétence de la Commission. Il a ainsi fallu 30 ans pour bâtir le marché du gaz naturel, aussi bien en termes réglementaires que pour inciter les acteurs privés à investir dans les infrastructures.

La Commission adapte sa vision des infrastructures à ses trois phases de développement de l'hydrogène :

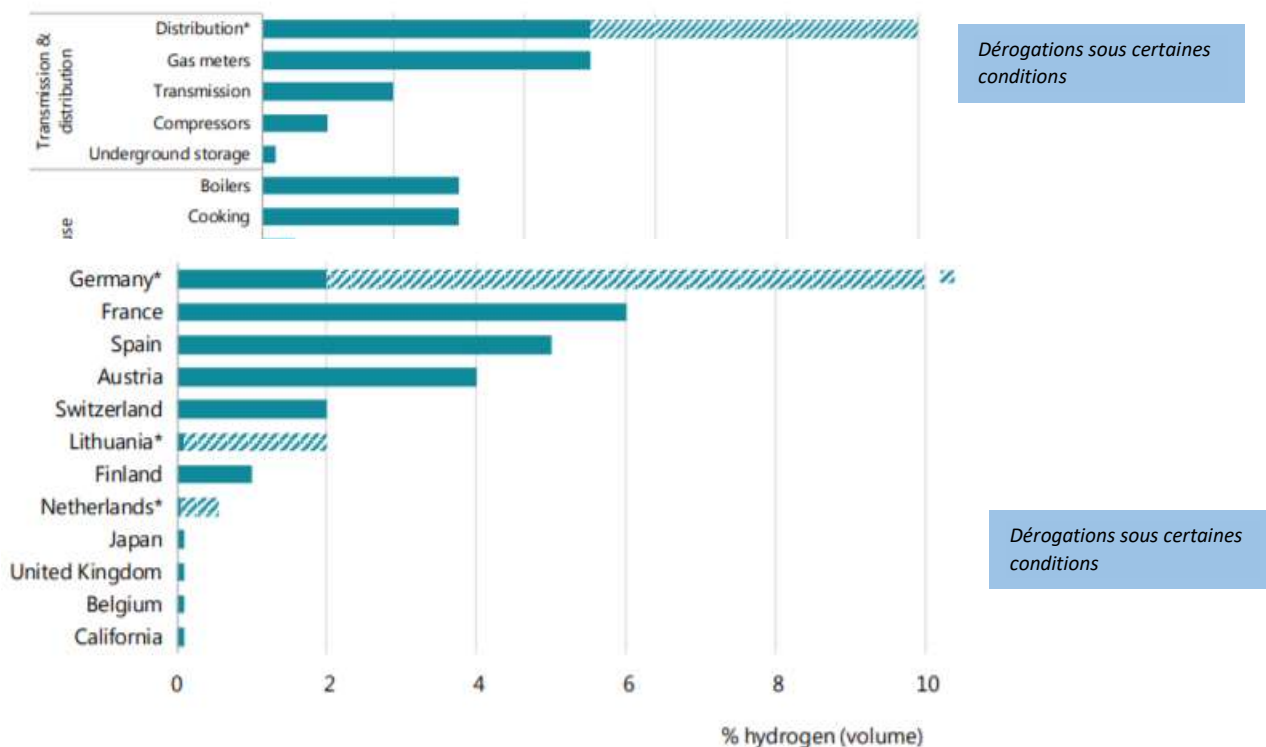
- Pour la phase 1, la décarbonation de l'industrie permet de concentrer la production de l'hydrogène sur site, notamment par la capture du CO².

L'autre option consisterait à injecter de l'hydrogène dans le réseau actuel et de le mélanger avec du méthane. Cette injection « verdit » le gaz utilisé mais affaiblit sa teneur en carbone. Selon, l'AIE, au-delà de 2% d'hydrogène, il reste encore à expertiser les conséquences à grande échelle de ce mélange et ses conséquences sur le réseau et les appareils qui le brûlent restent à expertiser précisément. RTE prétend que le réseau gazier peut en absorber 6 à 20%

La consommation de gaz en France en 2019 ayant été de 450 TWh, 2% d'hydrogène représenterait 9TWh, soit 275 000 tonnes d'hydrogène. Or, l'objectif pour 2030 est de produire 630 000 tonnes entièrement consacrées à la décarbonation de l'industrie, puis 400 000 tonnes supplémentaires pour finir cette décarbonation.

Il y a encore de nombreuses années avant que le réseau gazier français et a fortiori européen doive absorber des quantités importantes d'hydrogène.

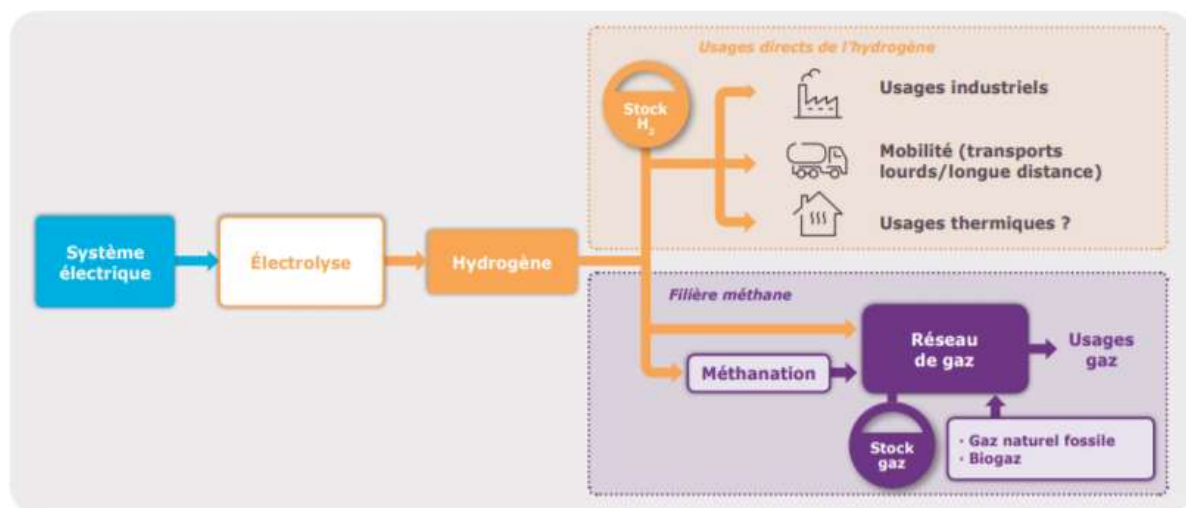
Taux acceptable d'hydrogène dans le combustible utilisé pour des équipements conçus pour fonctionner au méthane (AIE)



- Pour la phase 2, la stratégie de la Commission devient plus floue. Bruxelles considère que son rôle est avant tout administratif afin d'unifier les pratiques réglementaires des Etats membres et unifier des normes (taux d'hydrogène dans le réseau gazier, pureté de l'hydrogène, règles transfrontalières...).
- Cette prudence sur les infrastructures de stockage et de transport démontre que la Commission Européenne n'attend aucune percée sur la production d'hydrogène vert avant plus de 15 ans, compte tenu du temps nécessaire à la création d'un réseau opérationnel qui ne présente à ses yeux aucun caractère d'urgence.

La vision de la phase 1 et 2 de la Commission est assez proche du cycle hydrogène simplifié prévu par RTE, ce qui implique donc une certaine prudence dans les quantités réelles d'hydrogène qui seront produites d'ici 2030-2035.

Simplification du cycle de l'hydrogène pour décarboner l'industrie ou verdir le gaz naturel à horizon 2030-35 (source RTE)



Horizon pour un développement à l'échelle : 2030-2035

- Pour la phase 3 et la massification de la production de l'hydrogène mais aussi de son utilisation dans tous les secteurs de l'économie à décarboner, dont le chauffage des logements, la stratégie de la Commission repose sur une réutilisation de l'infrastructure gazière existante.

Bruxelles estime que la transition énergétique fera nécessaire baisser la demande de gaz naturel après 2030. Il serait alors possible de réutiliser certains éléments de l'infrastructure gazière paneuropéenne pour fournir l'infrastructure nécessaire au transport transfrontalier à grande échelle d'hydrogène. Cette réaffectation limiterait les investissements dans de nouvelles infrastructures dédiées à l'hydrogène.

Selon la Commission, c'est cette réutilisation estimée pour l'Allemagne et les Pays-Bas à 90% qui « pourra offrir l'occasion d'une transition énergétique rentable ». Bruxelles se refuse à investir directement et propose de revoir le cadre

réglementaire pour inciter les acteurs privés à se lancer mais prétend vouloir « planifier » cet effort « sur la base de plans décennaux de développement du réseau. »

Une solution solide pour le stockage de l'hydrogène vert

La question du stockage semble poser bien moins de problèmes techniques et économiques que le transport.

Plutôt que de créer des cuves de stockage artificielles, l'une des solutions retenues depuis longue date pour stocker du gaz naturel (90% de la capacité de stockage français) consiste à utiliser des cavités salines.

Or, cette formation géologique est aussi adaptée pour l'hydrogène, une cuve naturelle de sel étant hermétique et bactéricide.

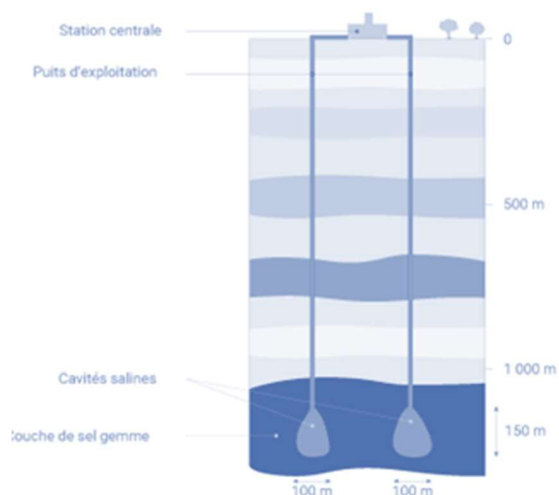
S'il n'y a pas de site exploité pour l'hydrogène dans l'Union Européenne malgré un potentiel estimé par la Commission de 85 000 TWh, des cavités salines sont ainsi utilisées depuis 50 ans au Royaume-Uni et aux États-Unis, notamment gérées par le français Air Liquide qui maîtrise donc le processus.

Selon la docteure Isabelle Moretti, membre de l'Académie des technologies, la France

dispose d'une capacité pour stocker 100 000 tonnes par an d'hydrogène en cavités salines, soit seulement 10% de ce que nous consommons.

Si l'Union Européenne veut développer massivement la fabrication et l'utilisation de ce gaz, il faut donc d'urgence anticiper le stockage et ne pas le considérer comme acquis.

Schéma de cuve saline (source Isabelle Moretti)



2) Les perspectives d'utiliser l'hydrogène pour remplacer le pétrole dans la mobilité restent floues tant il est difficile de se passer du pétrole malgré ses défauts majeurs.

L'une des promesses politiques les plus fortes de l'hydrogène est de pouvoir remplacer l'utilisation des hydrocarbures pour ses multiples utilisations industrielles mais surtout pour les transports.

Cette promesse est néanmoins beaucoup plus compliquée à réaliser qu'il n'y paraît, d'une part parce que nos sociétés de consommation sont particulièrement dépendantes du pétrole mais aussi parce que leur substituer l'hydrogène est une impasse technico-économique à l'heure actuelle.

Pilier de la 2^{ème} Révolution Industrielle mais aussi de la société de consommation qui s'est imposée à travers la croissance d'après-guerre puis la globalisation post-soviétique, le pétrole fut et reste la ressource énergétique principale de nos économies.

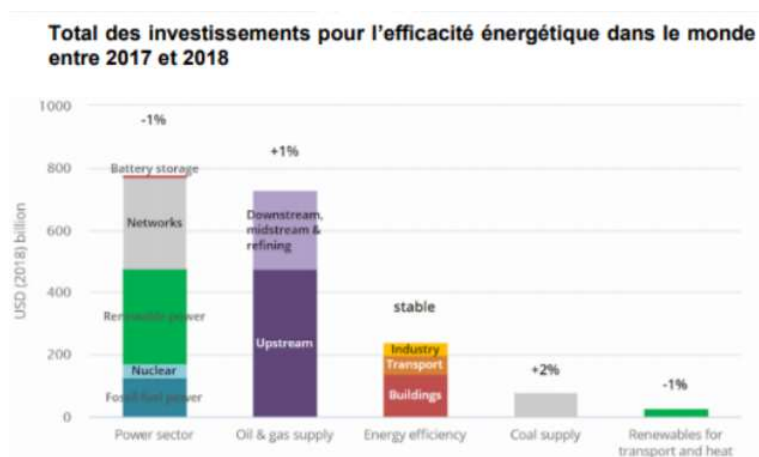
L'apport essentiel du pétrole est d'avoir permis la réduction et l'individualisation des machines à combustion puissantes que sont les voitures individuelles et les camions. Le confinement lié à l'épidémie de Covid19 a mis en lumière la dépendance de notre économie à la logistique assurée par camions, dépendance que la révolution numérique n'a fait qu'amplifier avec la livraison des plateformes par colis jusqu'au domicile.

Le pétrole a pour principale qualité d'être à la fois dense en énergie et parfaitement stable à température ambiante, ce qui rend possible de le transporter dans toutes les terres habitées et habitables, à moindre coût et sans perte. La filière du pétrole bénéficie aussi de milliers de milliards d'investissements dans son exploitation, son raffinage, ses infrastructures de transport et de distribution mais aussi de recherche fondamentale et appliquée depuis plus d'un siècle.

A titre d'exemple, les investissements dans l'exploration, la production, le raffinage du pétrole et du gaz ont représenté près de 800 milliards d'euros pour la seule année 2017 ! Pour la seule partie exploration et production, les investissements sur les dix dernières années se sont estimés à près de 6500 milliards de dollars !

En comparaison, les investissements dans les énergies renouvelables consacrées au transport et au chauffage, dont l'hydrogène, n'ont pas dépassé les quelques milliards de dollars par an.

Total des investissements dans les différents secteurs énergétiques en 2017-2018 (AIE)



Ajoutons à ces investissements dans les ressources le réseau de stations-services et surtout le parc automobile mondial, soit 1.3 milliard de véhicules qu'on ne peut remplacer du jour au lendemain, sans compter les camions, les navires, les trains et les avions propulsés grâce aux différents produits du pétrole.

Autrement dit, quoi que l'on pense de ces alternatives et de l'hydrogène, il faut avoir conscience du coût de sortie économique énorme du pétrole et, inversement, du coût d'entrée pour toute nouvelle technologie.

Au début du 20^{ème} siècle, ce n'est pas avec le pétrole qu'ont été développées les premières voitures mais l'électricité. A Paris, la majorité des véhicules de la poste d'avant-guerre était électrifiée, une décision logique pour un pays sans pétrole. La pile à combustible, utilisé pour valoriser l'hydrogène pour les véhicules, fête aussi son siècle d'existence.

Si le pétrole a finalement été choisi, c'est qu'il offrait des qualités incomparables, qualités qu'il faut pouvoir compenser pour réussir tout changement. Ces qualités ont été estimées par les consommateurs et les pouvoirs publics supérieurs à ses énormes inconvénients :

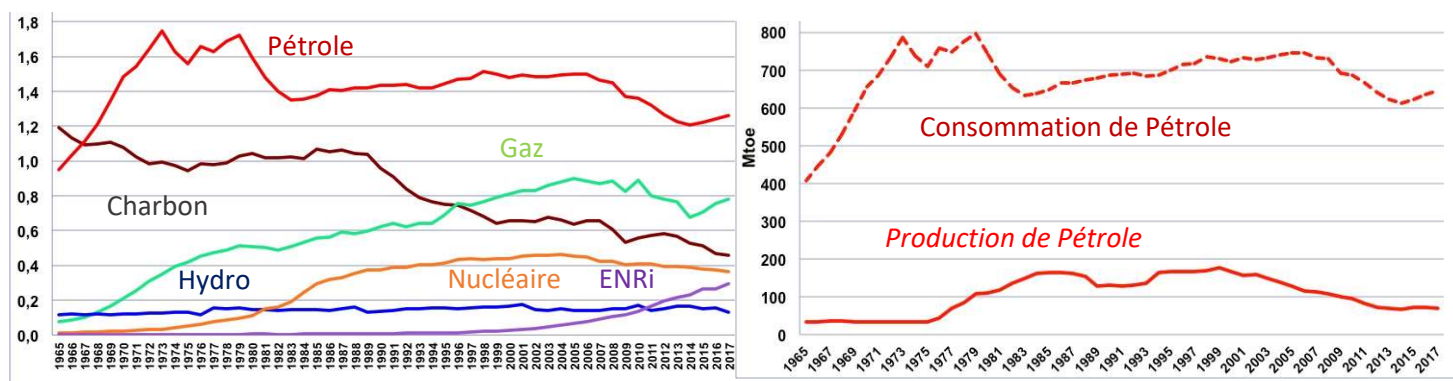
- La pollution : un litre d'essence produit 2.3kg de CO², 2 fois moins que le charbon, mais deux fois plus que le gaz. Sa combustion entraîne aussi l'émission de pollution atmosphérique et de particules, avec de graves conséquences sur la santé et l'écosystème. Différentes études, qu'il faut néanmoins prendre avec précaution quant à leur méthodologie, estiment à 500 000 morts prématurées par an les conséquences de la pollution atmosphérique. Un rapport du Sénat de juillet 2015 estimait que le coût pour la France de cette pollution était de plus de 100 milliards d'euros par an.
- La dépendance économique et géopolitique. L'Union Européenne n'a pas de pétrole et dépend donc des importations à plus de 90%, voire 95%. Ses voisins, la Norvège et le Royaume-Uni ont pu exploiter des ressources off-shore mais elles sont déclinantes et finissantes.

Si l'économie et les consommateurs sont dépendants du pétrole, les Etats sont dépendants des taxes sur cette ressource ! Elément central de nos sociétés, les hydrocarbures ont été lourdement taxés. Ils rapportent entre 250 et 300 milliards d'euros de recettes fiscales aux Etats-membres, dont environ 35 milliards d'euros en France, autant que l'Impôt sur les sociétés en 2018.

- La baisse des ressources. L'annonce du « pic pétrolier », cette échéance à partir de laquelle il y a aura plus assez de pétrole produit pour répondre aux besoins réels de l'économie mondiale a été annoncée à de nombreuses reprises, toujours démentie par la réalité. En effet, quand le pétrole manque, le prix augmente, permettant de rentabiliser l'exploitation de nouveaux gisements. Néanmoins, le pétrole est bien une ressource finie et son coût d'exploitation ne fera qu'augmenter dans le temps.

- Le prix. Conséquence immédiate de la dépendance, le coût du pétrole importé est une charge considérable dans la balance commerciale européenne, soit 266 milliards d'euros en 2017, après un pic de 400 milliards en 2013 quand le baril était durablement au-dessus de 100\$. Pour la France, la note s'élève entre 40 et 80 milliards d'euros selon le cours des hydrocarbures.

Consommation d'énergie primaire par habitant de l'UE (Mtep - à gauche) et consommation/production de l'UE en pétrole (Mtep - à droite) - source Eurostat



L'Union Européenne aurait donc dû être la première puissance économique avec le Japon à sortir du pétrole à partir du choc pétrolier, puisqu'elle était totalement dépendante. Entre 1973 et 1983, sa consommation s'est d'ailleurs effondrée de 25% ; certains Etats-membres ont lancé leur programme électronucléaire pour fermer les centrales à fioul, d'autres, comme l'Allemagne et les pays de l'Est, ont misé sur le charbon, et/ou le gaz, puis enfin, les énergies éoliennes et solaires.

Si les systèmes de production électrique sont largement sortis du pétrole, il n'en est rien pour le transport, qui a continué à se développer dans une totale dépendance au pétrole. Le contrechoc pétrolier des années 1980 a mis à terre les idées pour remplacer le pétrole dans la mobilité, en particulier l'hydrogène. Les pouvoirs publics et les opinions ont jugé préférable de vivre avec un pétrole cher, en améliorant l'efficacité énergétique des véhicules et leurs émissions de particules polluantes. Un demi-siècle après les chocs pétroliers, l'Union Européenne est toujours aussi dépendante.

3) Face au succès de la voiture électrique avec batterie, la filière automobile hydrogène a-t-elle encore du sens ?

Les choix contestables du plan de la Commission Européenne ne se limitent pas à la production d'hydrogène mais aussi à la filière automobile. Alors que l'UE soutient une nouvelle stratégie sur les batteries et que la technologie semble désormais être sur un chemin solide vers la décarbonation du transport individuel, est-il encore utile de soutenir la filière allemande des piles à combustibles ?

D'ici 2025, la Norvège aura interdit la vente de nouvelles voiture thermiques. Tous les nouveaux modèles doivent être hybrides, électriques ou à hydrogène. Au premier semestre 2020, 44% des modèles vendus sont déjà électriques et 30% hybrides. Mieux

encore, grâce à ses immenses capacités hydroélectriques et son électricité presque totalement décarbonée, la Norvège sera sans doute le premier pays à la mobilité verte. Certes, le pays dispose de réserves financières immenses issues des exportations de pétrole (plus de 1000 milliards d'euros placés) pour financer cette politique, mais il n'en demeure pas moins que cet exemple montre que la mobilité verte peut fonctionner techniquement.

De nombreux autres pays européens ont entamé ce chemin, notamment la France, et ont fixé ce même objectif pour 2040, le mix énergétique du pays étant aussi quasiment décarboné. Au 1^{er} semestre 2020, les voitures électrifiées représentaient 18% des ventes, une multiplication par trois en un an.

Les aides publiques à l'achat favorisent cette conversion, mais cette dernière n'est possible que parce que les innovations et l'industrialisation ont permis à la filière de résoudre nombre de contraintes techniques initiales.

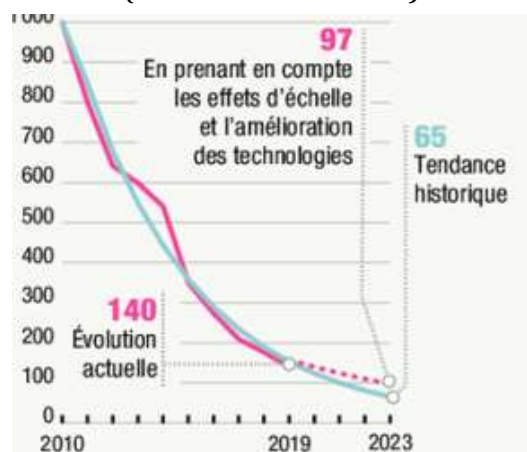
Le prix des batteries a été divisé par 10 depuis 2010, et pourrait encore diminuer de 50% entre 2023 et 2025. Leur autonomie n'est plus un obstacle à un usage serein, notamment pour la conduite en ville et va encore être amélioré.

L'une des principales faiblesses des voitures électriques reste leur temps de recharge. Le constructeur américain Tesla a mis en fonction des « superchargeurs » qui permettent d'accélérer fortement le temps de recharge et annonce d'ores et déjà de nouvelles bornes permettant de recharger 100km d'autonomie en 5 minutes, et 80% de la capacité en 15 minutes, notamment grâce à une intelligence artificielle embarquée qui gère précisément l'optimisation de la recharge. Or, le temps de recharge très rapide de la filière hydrogène, semblable à un plein de carburant, était l'un de ses derniers atouts.

L'ensemble des progrès techniques et économiques de la motorisation électrique par batterie annoncent-ils le verdict final de la compétition qui s'est ouverte voici 20 ans pour « verdir » la mobilité dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique ? C'est en tout cas ce que semblent indiquer les tendances du marché.

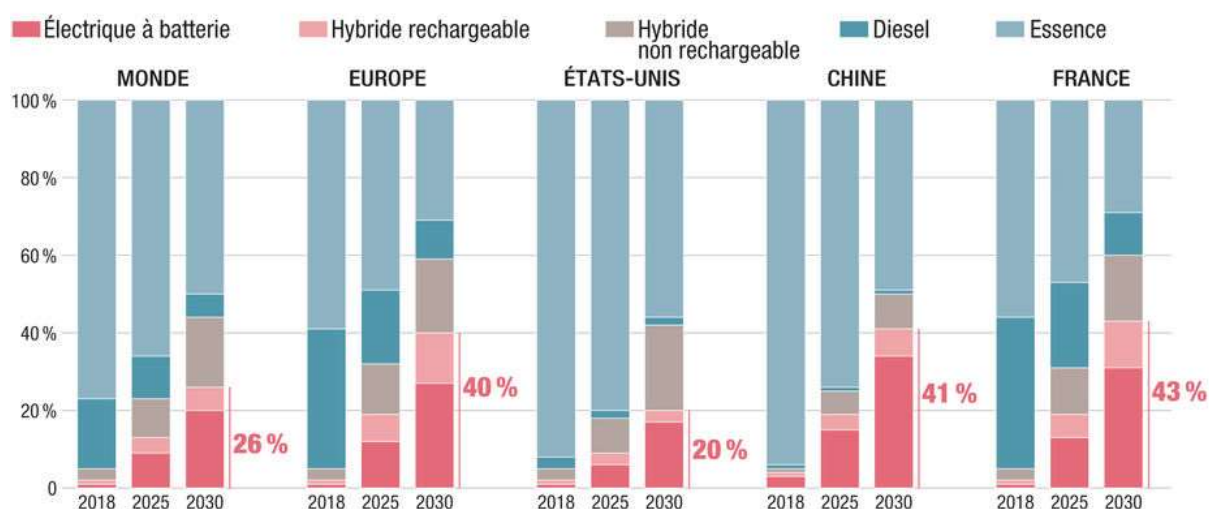
Alors que seules 6500 voitures hydrogène sont en circulation dans le monde entier, il s'est vendu plus d'un million de voitures électriques à batterie et hybrides rechargeables en 2020 pour la seule Europe de l'Ouest !

*Evolution du prix des batteries Lithium-Ion
(Source : Usine Nouvelle)*



Evolution des marchés automobiles selon la motorisation (L'usine nouvelle)

Estimations de l'évolution des ventes de véhicules particuliers et utilitaires par motorisation (en % des volumes de vente)



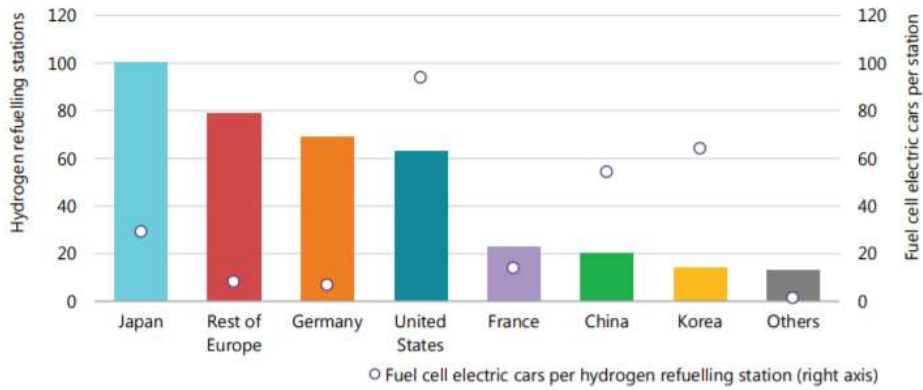
Pourtant, les contraintes techniques initiales de l'hydrogène semblaient moindres. En effet, l'utilisation d'une pile à combustible permettait un rendement énergétique de 50% avec des réservoirs permettant une autonomie de 600 km, bien loin devant les limites premières des batteries, qui peinaient à dépasser les 150km.

Néanmoins, la filière électrique a bénéficié de deux avantages énormes sur l'hydrogène. Tout d'abord, les recherches sur les batteries ont été en partie mutualisées avec d'autres usages à large échelle commerciale, notamment l'informatique et la téléphonie.

Ensuite, son carburant était déjà largement accessible puisqu'il s'agit tout simplement de l'électricité déjà produite. La motorisation électrique était ainsi le « passager clandestin » d'une infrastructure déjà majoritairement amortie et des lourds investissements de réseau qui étaient déjà en cours pour adapter la production et la distribution aux énergies renouvelables – 800 millions à 1.5 milliard d'euros en France par an depuis 2000, entre 2 et 2.5 milliards entre 2020 et 2035.

Au contraire, l'hydrogène n'est produit qu'en quantité suffisante pour répondre aux besoins industriels par reformage de méthane, ce qui le rend très polluant. En 20 ans, les pouvoirs publics et les acteurs privés n'ont pas investi dans cette production ni dans la distribution. Il n'y a que 400 stations-service hydrogène dans le monde entier, dont à peine 200 en Europe... Quant à l'hydrogène vert, il n'est pas du tout rentable comparé au pétrole ou à l'électricité.

Nombre de stations-service proposant de l'hydrogène (source AIE)



A ce titre, il n'est pas étonnant que l'Allemagne ait beaucoup investi dans la recherche sur la motorisation hydrogène depuis 20 ans puisque son mix électrique est si polluant que l'électricité qu'elle fournit en 2020 rend une voiture électrique roulant en Allemagne plus polluante et émettrice de CO² que la plupart des voitures thermiques ! Cette situation est la même dans tous les pays utilisant massivement du charbon.

Enfin, l'hydrogène n'a pas pu miser sur la dernière faiblesse des voitures électriques, l'utilisation de métaux rares et importés. La question du lithium ne pose pas de problème de prix ou de réserve, mais l'Europe en importe la quasi-totalité même si des sites d'exploitation et de raffinage existent en Allemagne ou dans la Péninsule ibérique. En revanche, l'utilisation du Cobalt pose problème, métal rare exploité dans des conditions écologiques et humaines intolérables dans le seul pays qui dispose de réserves importantes connues : la République Démocratique du Congo. L'industrie travaille à son remplacement pour éviter d'entretenir cette exploitation, d'autant plus que les réserves mondiales connues sont trop rares et que le prix tend à augmenter.

Néanmoins, la question des métaux rares pose un problème encore plus grand à la filière automobile hydrogène. La pile à combustible qui est utilisée pour obtenir un rendement énergétique de 50% comprend une membrane de platine, l'un de métaux les plus chers et rares sur Terre.

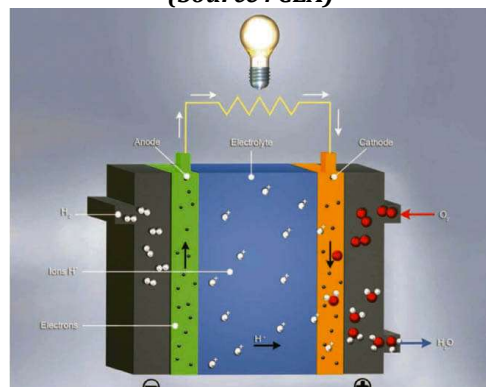
En effet, la pile à combustible repose sur des principes chimiques découverts en 1839 par l'allemand Victor Schönbein, repris entre 1932 et 1953 par l'anglais Francis Bacon. Les composants du dispositif permettent à l'hydrogène de réagir à l'oxygène de l'atmosphère -oxydation- pour créer un courant électrique tout en rejetant de la vapeur d'eau.

L'atout principal de la pile à combustible face à la batterie est qu'elle n'a pas besoin d'être

rechargée. L'hydrogène provient d'un réservoir rempli avec un temps semblable à un plein d'essence ou de diesel.

En revanche, ces réservoirs doivent être très étanches pour éviter toute fuite et indestructibles pour éviter une explosion en cas d'accident. Ils sont donc très lourds.

Schéma d'une pile à combustible hydrogène (Source : CEA)



Pour remplacer le platine, des laboratoires font des annonces régulières depuis 20 ans mais elles n'ont pas eu d'application industrielle pour le moment. Ainsi le modèle phare de la motorisation hydrogène, la Toyota Mirai (vendue 79000€ en France) a besoin de 27 grammes de platine. Une quantité qui peut paraître faible mais qui vaut à elle seule 700€, soit 1% du prix du véhicule. Néanmoins, de récents progrès ont permis aux nouvelles piles de n'utiliser que 14,5 grammes de platine dès 2020.

Par ailleurs, le platine existe en petite quantité. Avec 180 tonnes produites dans le monde par an, essentiellement en Afrique du Sud et en Russie, les réserves seraient épuisées en 2064 ! Or, c'est l'industrie automobile qui est déjà le principal consommateur, avec 108 tonnes par an pour les pots catalytique, à raison de 3 grammes par véhicule environ. Les véhicules à hydrogène et à batterie n'ayant pas de pot catalytique, on pourrait produire 8 millions de piles à combustibles avec la production actuelle de platine. En revanche, le platine est recyclable et réutilisable quand la voiture part à la casse.

Au-delà des améliorations techniques, ce sont bien les lois physiques qui semblent limiter l'intérêt de la motorisation à hydrogène à cause du faible rendement de la filière prise dans son ensemble. Une motorisation thermique à un rendement énergétique de 36 à 42% selon le carburant. Il n'y a que l'étape du raffinage qui fait perdre du rendement énergétique au pétrole. Idem pour l'électricité utilisée par les batteries des voitures, qui n'est pas transformée entre la production et sa consommation au-delà de quelques pertes en ligne. Son rendement final est entre 30 et 70% selon le mode de production de l'électricité.

En revanche, avant d'être utilisé par la pile à combustible, l'hydrogène a connu nombre de pertes. Pour produire un m³ d'hydrogène contenant 3KWh, il faut transformer par hydrolyse (rendement de 60%) 1 litre d'eau avec 5KWh d'électricité.

Pour transporter cet hydrogène, il faut soit le comprimer à 700 bars (15% d'énergie consommée), il reste 2.55KWh ; soit le liquéfier à -235°C (35% d'énergie consommée), il reste 2 KWh. Avec une Pile à combustible, le rendement de la motorisation est de 50%, il ne reste que 1 à 1.27 KWh.

Ainsi, le rendement de la filière hydrogène est de 20% seulement. Encore faut-il appliquer le rendement de l'électricité initialement utilisé, soit 30 à 70%. Le véritable rendement est donc de 6 à 8% !

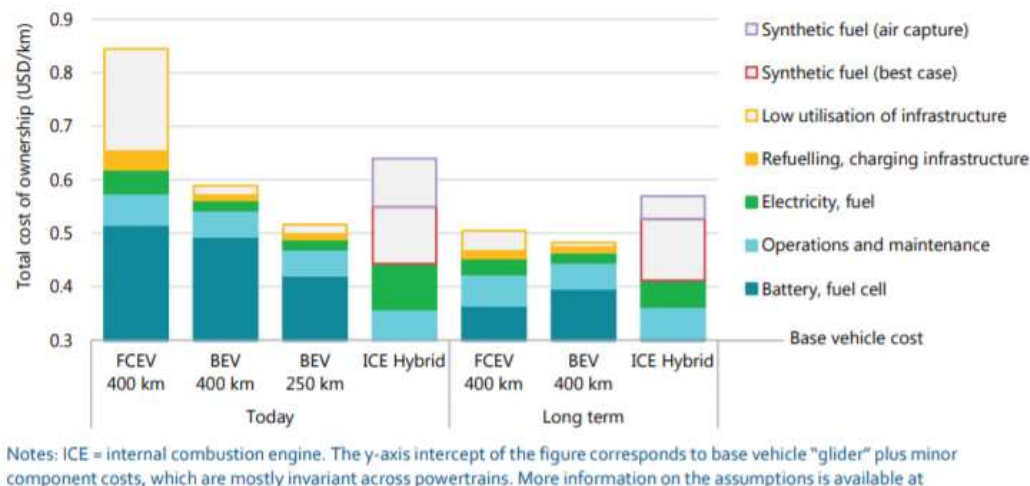
En revanche, le rendement est meilleur si l'hydrogène est produit directement sur le site de recharge du véhicule, il sera alors d'environ 60%, selon le mode de production électrique.

Directement liée au rendement, la question du prix final d'usage de l'automobile selon la motorisation. L'AIE a établi une comparaison entre un véhicule thermique hybride (ICE), une voiture électrique à batterie (BEV) et à hydrogène (FCEV). La variable en jaune creux est le coût supplémentaire dû à la faiblesse de l'infrastructure, l'agence estimant que les économies d'échelle seraient très importantes pour l'hydrogène.

En 2020, le véhicule à batterie est 42% moins cher à l'usage que le véhicule à hydrogène, sans compter le manque de stations de recharge. Selon l'AIE, la motorisation hydrogène

va connaître une percée à terme, par la réduction de 30% du coût de la pile, et de la production massive d'hydrogène vert. Ces deux hypothèses sont théoriques et, pour le cas de l'hydrogène vert, plus que douteuses. Il faut aussi noter que ces estimations souffrent de larges variations selon les pays : coût de l'électricité, fiscalité, aide à l'achat...

Coût comparé des véhicules selon leur motorisation aujourd'hui et à long terme (source AIE)



D'ailleurs, les constructeurs automobiles les plus enthousiastes voici 20 ans sur la mobilité hydrogène des voitures particulières sont moins convaincus que l'AIE des perspectives positives face aux batteries.

La stratégie hydrogène de la Commission Européenne reprend elle aussi dans ses phases 1 et 2 les conclusions des industriels. Tous envisagent plutôt l'intérêt de l'hydrogène pour des usages particuliers des transports :

- Les flottes captives, par exemple les taxis d'une grande ville ou une flotte importante d'une multinationale. Ces véhicules accomplissant des parcours sur une zone limitée, ils peuvent bénéficier d'un point de ravitaillement en hydrogène identifié et alimenté à coût réduit voire même un site qui produit son propre hydrogène.
- Le transport lourd, bus et camions, qui ont besoin de plus de puissance et plus d'autonomie, ce que ne permettent pas encore les batteries. Ces flottes sont aussi centralisées, ce qui permet des sites d'alimentation et de production réduits.

Hyundai a déjà mis en circulation les "XCient Fuel Cell", des camions de 36 tonnes capables de parcourir 400 kilomètres. La marque coréenne prévoit d'investir 6 milliards de dollars d'ici 2025. Elle indique qu'en 2030, un plein effectué en 15 minutes permettra de parcourir 1000 km. Pour Michelin, qui possède une coentreprise de pile à combustible avec Faurecia, l'hydrogène est adapté aux poids lourds car il permet de se recharger rapidement pour gagner un temps précieux entre deux rotations.

- A moyen terme, l'aviation pourrait recourir à l'hydrogène. Airbus annonce un prototype pour 2035 car les batteries sont trop lourdes pour l'aviation. De la même façon, l'hydrogène pourrait convenir au train (Alstom maîtrise la technologie) et au transport maritime.

III. Si elle veut atteindre la neutralité carbone sans ruiner l'Europe, la Commission doit faire d'autres choix que suivre les intérêts allemands.

Dans l'introduction de son étude sur l'avenir de la filière hydrogène dans le monde, l'AIE indique que pour produire par électrolyse l'ensemble de l'hydrogène d'ores et déjà consommée dans le monde en 2020 et fabriquée à partir de reformages très émetteurs de CO², il faudrait près de 4000 TWh d'électricité par an.

Ce faisant, comment prétendre pouvoir fabriquer à la fois cet hydrogène, mais aussi l'équivalent du pétrole, du gaz et du charbon à partir des ENRi qui n'ont déjà pas rempli leurs promesses pour réussir la transition énergétique malgré leur subvention massive ?

La stratégie hydrogène de la Commission Européenne est fondée sur les mêmes erreurs que l'Allemagne et entraîne le continent dans l'impasse pendant que la Chine et les Etats-Unis font le choix de vraies révolutions technologiques. Non seulement le refus du nucléaire et l'obsession du développement éolien et solaire ne permettront pas de produire de l'hydrogène vert à prix compétitif mais ces arbitrages irrationnels feront échouer la stratégie de neutralité carbone et amèneront l'Europe vers un appauvrissement énergétique.

A) Le plan actuel de la Commission Européenne rend très improbable la production espérée d'hydrogène vert.

Selon la communication du 8 juillet 2020, la Commission Européenne veut que les pays-membres produisent 1 million de tonnes d'hydrogène avec 6GW d'électrolyseurs en 2024 et 10 millions de tonnes avec 40 GW d'électrolyseurs en 2030.

Cet objectif est très ambitieux car RTE, pour la France, suivant la Programmation Pluriannuelle pour l'Energie votée en 2018, a prévu de produire 630 000 tonnes en 2035 pour 1.9 à 4.2 milliards d'euros par an. Cette production correspond selon le rapport, à l'équivalent de 30 TWh d'électricité à transformer par hydrolyse (avec 70% de rendement, contre 60% actuellement), avec un mix électrique français qui, à ce terme, devrait fonctionner avec 30% d'énergie éolienne et solaire.

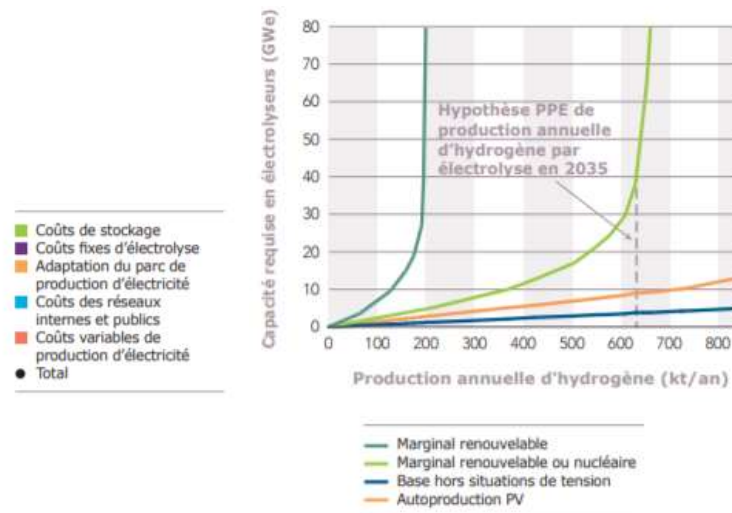
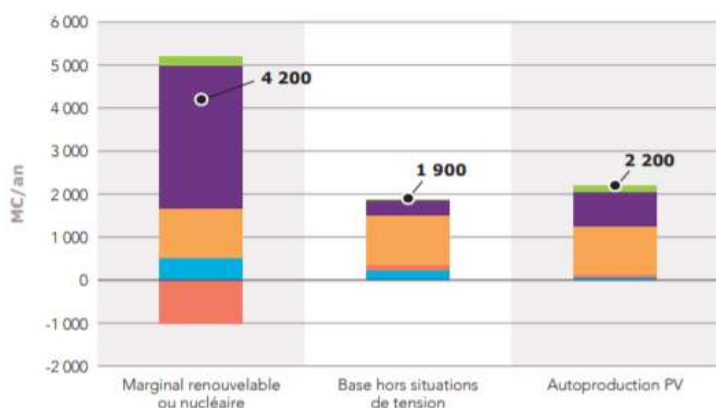
Néanmoins dans ce scénario, il est impossible de produire 630 000 tonnes d'hydrogène avec uniquement la production renouvelable marginale. La production de cette ressource serait physiquement bloquée à 200 000 tonnes par an, avec 30GW d'électrolyseurs installés. Par ailleurs, augmenter la puissance des électrolyseurs ne servirait tout simplement à rien car il n'y aurait pas suffisamment d'électricité d'ENRi suffisante pour les alimenter en énergie.

Pour atteindre 630 000 tonnes par an, il faut :

- Soit 40GW d'électrolyseurs alimentés par les productions marginales d'ENRi et du nucléaire pour un coût de 4.2 milliards d'euros par an, 6€/kg d'hydrogène ;

- Soit utiliser l'électricité de base du mix électrique (dont les 50% de bas nucléaire) avec 4GW d'électrolyseurs pour 1.9 milliard d'euros, 3€/kg d'hydrogène ;
- Soit utiliser 10 GW d'électrolyseurs alimentés par des panneaux photovoltaïques dédiés, pour 2.2 milliards d'euros, soit 3.5€/kg d'hydrogène.

Selon RTE, coût total de la production de 630 kt d'hydrogène en France en 2035 (gauche) et capacité de production de tonne d'hydrogène en France en 2035 (droite)



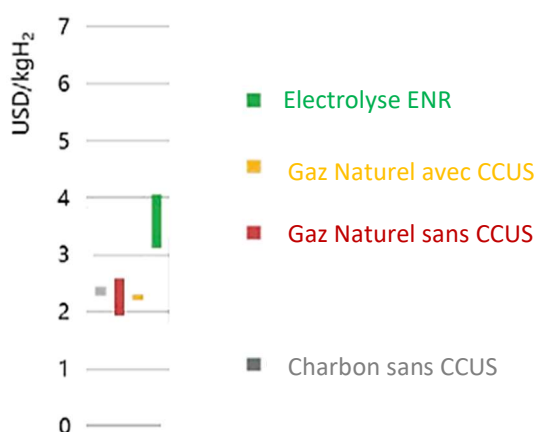
Faute d'avoir réalisé -ou au moins publié- les études de faisabilité sur ses propres objectifs, la stratégie hydrogène de la Commission fait des extrapolations dans le vide et sans tenir compte des contraintes du système électrique européen.

Pour la première phase (2020-2024), il faudrait environ 50 à 52 TWh d'électricité pour produire 1 million de tonnes d'hydrogène (extrapolations concordantes sur la base du RTE et de l'AIE).

Selon l'AIE, 1 million de tonnes d'hydrogène produit à partir de renouvelable coûterait 4 milliards d'euros (4€/kg) à court terme par an, mais au coût actuel constaté au Japon, la facture serait plutôt de 7 à 10 milliards d'euros.

Coût hydrogène en Europe par source, à court et moyen terme

Pour l'électrolyse ENRi, le court-terme est la valeur supérieure (source AIE)



L'objectif de la Commission Européenne de produire 1 million de tonnes d'hydrogène par an avec seulement 6 GW en 2024 d'électrolyseurs est complètement irréaliste. Cela voudrait dire que ces installations fonctionneraient toute l'année, 24h/24 pour produire 33 TWh d'hydrogène avec 52 TWh d'électricité.

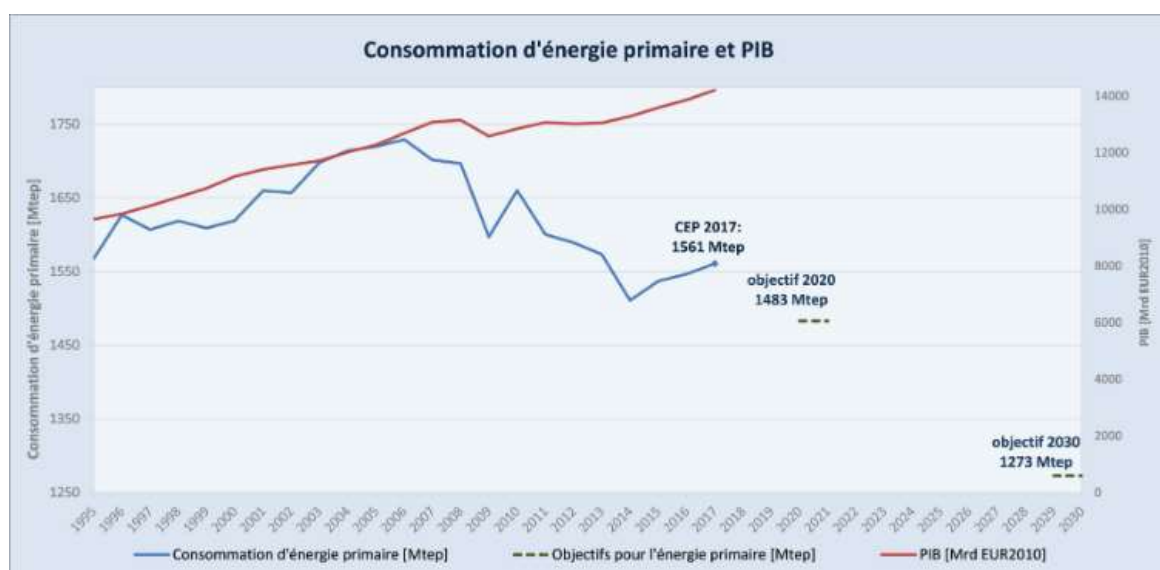
Ce scénario est d'autant plus irréaliste que la Commission Européenne souhaite que cet hydrogène vert soit fabriqué à partir d'ENRi. Pour ce faire, la solution la moins coûteuse consisterait à utiliser des installations photovoltaïques dédiées et au moins 15GW d'électrolyseurs.

Evidemment, il serait beaucoup moins cher de ne pas faire d'idéologie en utilisant l'électricité du réseau, ce qui nécessiterait entre 7 et 8GW d'électrolyseurs. Hélas, contrairement à la France, le mix électrique européen en 2019 utilise trop peu de nucléaire (25.5%) et utilise encore 35% d'énergies fossiles. Ainsi, fabriquer 1 000 tonnes d'hydrogène avec l'électricité du mix européen produirait plus 1 million de tonnes de CO², soit 20% de plus que le reformage de l'hydrogène !

Pour la deuxième phase (2024-2030), il faut environ 500 à 520 TWh de production électrique européenne pour produire dix tonnes d'hydrogène (330 TWh). Or avec les 40GW d'électrolyseurs prévus par la Commission Européennes, la production maximale, 365 jours par an, 24h/24 est de 220 TWh d'hydrogène... D'où le recours aux importations, la Commission prévoyant 40GW d'électrolyseur « *dans le voisinage de l'UE* ».

Un tel plan coûterait entre 45 et 60 milliards d'euros par an, 20 à 30 milliards en production européenne et 25 à 30 milliards d'importations. Par ailleurs, 500 TWh représentent 15-16% de la production-consommation électrique de l'Union Européenne de 2019, une part d'autant plus considérable que la Commission européenne anticipe une baisse globale de la consommation énergétique, dont l'électricité.

Trajectoire de la consommation d'énergie primaire de l'Union Européenne (source : Commission Européenne)



Dans son 4^{ème} Rapport sur l'Etat de l'Union de l'Energie du 4 avril 2019, la Commission Européenne a encore augmenté sa cible pour 2030 de réduction de consommation d'énergie primaire de 1395 millions de tonnes équivalents pétrole (Mtep) à 1273 Mtep. C'est une baisse considérable de 20% en seulement 15 ans alors que l'UE a à peine stabilisé sa consommation depuis 1990 malgré les énormes économies réalisées par la fermeture des industries les plus énergétivores dans les pays de l'Est et la délocalisation des industries polluantes vers les pays en voie de développement.

L'objectif de la Commission Européenne de baisser la consommation d'énergie primaire est d'autant plus ambitieuse qu'elle se double d'un développement à marche-forcé des ENRi qui sont censées représenter 20% en 2020, puis entre 25 et 30% en 2030. Cette croissance d'énergies non pilotables, non contrôlables, se fait au détriment du nucléaire, sans carbone et pilotable, et des énergies fossiles. Autrement dit, jusqu'en 2030, l'Union Européenne entière est censée prendre le chemin de « la transition énergétique » allemande, un échec écologique et financier.

Comment trouver 500 TWh pour l'hydrogène vert dans un tel contexte en 2030 ? En 2018, la production totale d'électricité éolienne et solaire dans l'Union Européenne représentait 400 TWh en 2016, et donc entre 700 et 1000 TWh en 2030 selon les projections. Peut-on raisonnablement croire que 50% de la production électrique ENRi de l'Union Européenne sera absorbée pour produire seulement 10 tonnes d'hydrogène, soit l'hydrogène actuellement consommé par l'industrie à partir du méthane ? Cela n'a tout simplement aucun sens économique.

L'objectif de produire dans un premier temps de l'hydrogène bas-carbone en utilisant le nucléaire aurait bien plus de sens économique. A titre d'exemple, si l'Allemagne avait consacré sa production annuelle d'électricité nucléaire de 2010 de 170 TWh à la production d'hydrogène, elle aurait pu produire 3.5 millions de tonnes d'hydrogène par an pour 10 milliards d'euros par an. En France, la centrale de Fessenheim à elle seule environ 220 000 tonnes par an pour 500 millions d'euros, soit 2.3€/kg d'hydrogène, un prix proche du reformage du méthane à 1.5€/kg.

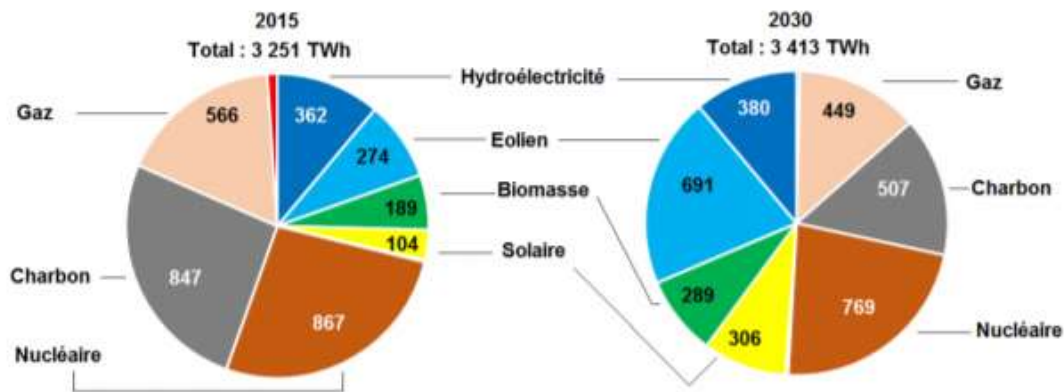
Le coût moins élevé de la production d'hydrogène bas-carbone grâce aux centrales nucléaires amorties est d'autant plus pertinent que cette production ultra-centralisée éviterait les pertes et les surcoûts de transport particulièrement sensibles pour l'hydrogène.

Néanmoins, la production des 10 tonnes d'hydrogène industriel demanderait la mobilisation de 63% de la puissance nucléaire installée – 55% si l'Allemagne n'avait pas fermé ses centrales. Avec la puissance d'un nouvel EPR, il faudrait 43 réacteurs entièrement dédiés à cette production.

Ces analyses s'inscrivent dans les anticipations de l'AIE elle-même qui reconnaît en introduction que pour remplacer tout l'hydrogène produit par reformage des énergies fossiles par de l'hydrogène d'électrolyse, il faudrait mobiliser 3800 TWh par an, soit plus que toute la production électrique de l'Union Européenne.

Au terme de tels ordres de grandeur, la rationalité de la production de l'hydrogène par électrolyse pose question.

Evolution estimée du mix électrique de l'Union Européenne entre 2015 et 2030
(Source : Commission Européenne)

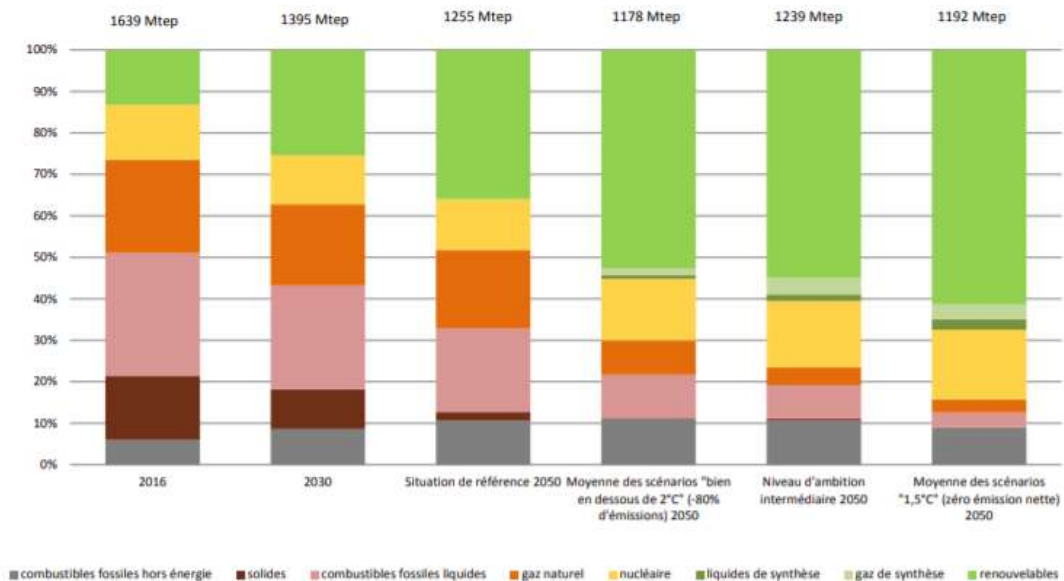


Pour la troisième phase (2030-2050), la Commission Européenne ne parle plus d'objectif quantitatif de puissance d'électrolyseur ou de quantité d'hydrogène à produire par an. La communication du 8 juillet 2020 indique que des technologies de production d'hydrogène « matures » devraient « être déployées à grande échelle pour atteindre tous les secteurs difficiles à décarboner »

La Commission estime « qu'au cours de cette phase, la production d'électricité renouvelable devra augmenter considérablement puisqu'environ un quart de l'électricité d'origine renouvelable pourrait servir à la production d'hydrogène renouvelable d'ici à 2050 ».

Par une étrange mise en abîme, ce n'est que dans la dernière partie que la Commission reconnaît la puissance électrique considérable qu'il faudrait installer pour produire de l'hydrogène vert à partir des ENRi. Elle projette donc ainsi entre 600 et 700 Mtep d'énergies primaires renouvelables en 2050 contre moins de 200, soit un triplement de la production. Le potentiel de l'hydroélectricité en Europe étant quasiment épuisé, il s'agit essentiellement de développer l'éolien et le solaire.

Evolution estimée de la consommation primaire d'énergie dans l'Union Européenne
(Source : Commission Européenne)



Pour atteindre cette puissance, il faudrait par exemple doubler le nombre d'éoliennes installé chaque année, soit en moyenne 30GW d'éolien terrestre par an pendant 30 an, la bagatelle de 900 GW de nouvelles capacité éoliennes contre 205 installées en 2020 selon WindEurope, lobby des industries éoliennes sur le continent. D'autant plus que dans l'intermède, les premiers parcs éoliens seront devenus obsolètes et qu'il faudra les remplacer (et payer le recyclage des anciens).

Ce développement étant physiquement (sacrifice de surfaces naturelles considérables pour la France, il faudrait 2 à 3% du territoire), et financièrement intenable, la Commission Européenne a présenté en novembre 2020 un projet de développement massif d'éoliennes en mer. Bruxelles envisage de faire passer de 12GW la puissance installée (Hors Royaume-Uni, qui était le pays moteur) à 60GW en 2030, puis 200 GW en 2050 pour 800 milliards d'euros.

Actuellement, 12GW d'éolienne off-shore produit environ 35TWh. La Commission vise donc 533 TWh en 2050, électricité qui permettrait de produire seulement 10 tonnes d'hydrogène.

Par ailleurs Commission Européenne présente l'évolution de cette énergie comme naturelle. Or, la résistance des populations est très forte pour des raisons écologiques et économiques fortes. En France, aucun des sites sélectionnés depuis plus de 10 ans ne fonctionne encore car les pêcheurs, les professionnels du tourisme et des citoyens engagés refusent de voir leur côte et les zones de pêche détruites. Selon la puissance des unités, 200 GW d'éoliennes en mer représenteraient environ 25 000 mats à installer, soit plusieurs centaines de sites au minimum.

Autre hypothèse très douteuse de la Commission Européenne, celle de la quasi-suppression de fait du gaz et du charbon pour le secteur électrique. Or, ces deux énergies assurent aujourd'hui l'approvisionnement dans deux cas :

- 1) Assurer les pointes de consommation et a fortiori, l'hyperpointe. Rappelons qu'un réseau électrique doit toujours être à l'équilibre entre production et consommation. Or, la consommation n'est pas plate et les conditions climatiques peuvent produire des pointes de consommation. Seules les centrales thermiques, y compris nucléaire, et l'hydroélectricité peuvent équilibrer le système, avec un avantage net au gaz et au charbon pour assurer cette adaptation quelles que soient les circonstances.
- 2) Compenser la faiblesse voire l'absence de production des énergies renouvelables intermittentes quand il n'y a pas de vent et/ou pas de soleil... A ce titre, il faut quasiment doubler chaque puissance d'ENRi installée par une source de production fiable. En effet la théorie du « foisonnement », qui consistait à croire que quand il n'y aurait pas de vent en France, le vent allemand compenserait, s'est avérée une imposture que tous les météorologues avaient pourtant constatées car en réalité, l'Europe n'est pas très grande et soumise à des conditions climatiques relativement semblables. Bref, la plupart du temps, il y a du vent dans toute l'Europe, où il y en a peu et les différences ne sont pas assez grandes pour se compenser mutuellement, sans parler des pertes de transport de l'électricité d'un bout du continent à l'autre !

Au passage, ce doublement dans les faits des capacités de production électrique avec des centrales à gaz et charbon qui doivent rester en réserve des ENRi est évidemment une absurdité économique et écologique.

Pour le moment, le mix électrique européen permet d'équilibrer l'irrégularité des ENRi tout en répondant aux pointes mais des phénomènes de tension apparaissent de plus en plus lors des hivers tant et si bien que des coupures sont envisagées pour éviter un blackout alors que le système électrique européen était l'un des plus fiables et résilients au monde.

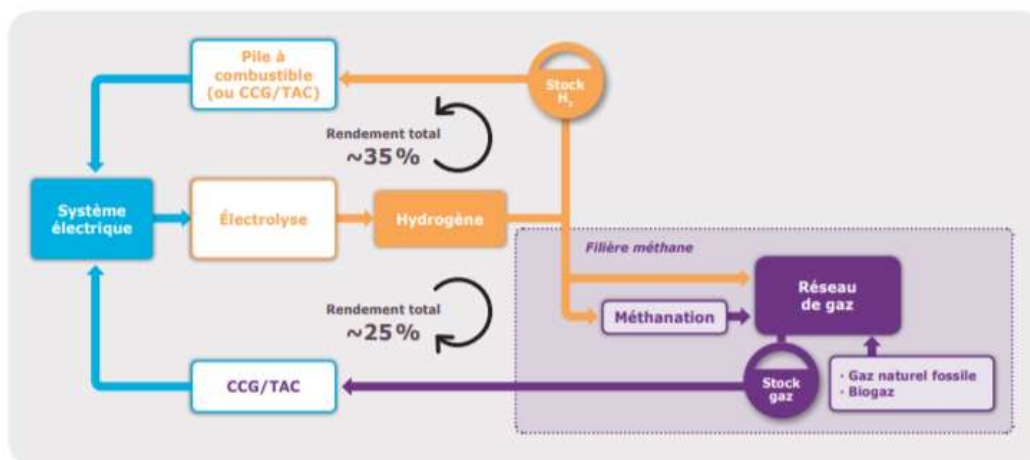
En 2020, il y a en face des ENRi suffisamment de moyens de productions pilotables, bien qu'on touche aux limites. D'ici 2030, la situation devient ingérable et en 2050, tout simplement impossible. Les scénarii d'associations écologistes comme negawatt sont d'ailleurs bien plus honnêtes que ceux de la Commission. Ils reconnaissent que pour arriver à un mix électrique fondé sur les ENRi, il faut diminuer fortement la consommation d'énergie et assumer un modèle décroissant.

Pour pallier l'absurdité des promesses d'un système fondé sur les ENRi sans décroissance massive des usages, la Commission Européenne mise donc sur le stockage. Les batteries massives s'étant avérées être une nouvelle aberration, il reste l'hydrogène. C'est d'ailleurs ce que sous-entend Bruxelles dans sa communication en disant que ce vecteur énergétique est le seul possible face à d'autres « solutions [qui] pourraient être impossibles à mettre en pratique ou impliquer des coûts plus élevés. »

Mais l'usage de l'hydrogène pour stocker l'électricité excédentaire des ENRi pour les restituer quand celles-ci sont déficitaires est-il possible à grande échelle ? C'est peu probable pour des raisons physiques qui ne changeront jamais car le rendement du processus est trop faible.

Pour produire 1Kg d'hydrogène qui contient 33KWh, il faut dépenser 55Kwh d'électricité dans un électrolyseur puis stocker. Il est ensuite utilisé soit par une pile à combustible (rendement de 50%), mais il existe la limite de la membrane en platine déjà vu pour la voiture, surtout pour les puissances envisagées avec le système électrique ! Faute de pile à combustible, on brûle l'hydrogène dans une turbine adaptée.

***Production de l'hydrogène et de sa réutilisation pour produire de l'électricité d'ici 2050
(source RTE)***



Au final, le rendement complet est de 25 à 35% au maximum pour une ressource chère à fabriquer, même avec les projections optimistes de l'AIE et de la Commission Européenne.

Par ailleurs, ce rendement espéré est lui-même optimiste car il n'implique aucune perte dans le stockage et/ou le transport de cet hydrogène, ce qui est peu réaliste pour un système d'équilibre de toute l'électricité européenne.

Le projet européen paraît encore plus irréaliste quand on analyse les coûts estimés d'un tel système d'équilibrage du système calculés par l'AIE qui est pourtant un soutien institutionnel de la filière hydrogène.

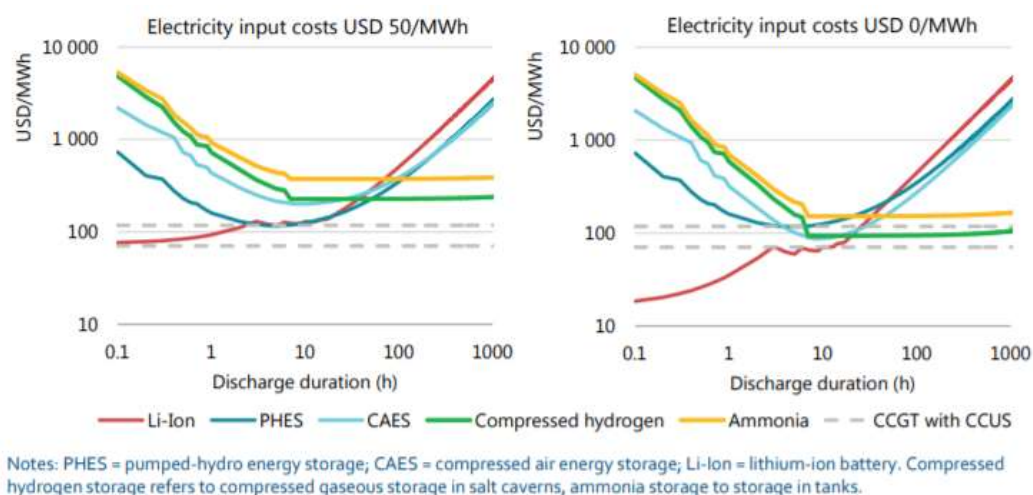
Tout d'abord, le coût du stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène affiche un profil de coût exponentiel qui dépend évidemment du prix de l'électricité, mais aussi du temps de charge et de décharge.

Avec un prix de l'électricité à 42€/MWh, soit un prix particulièrement bas pour le marché européen, le stockage par hydrogène coûtera entre 300 et 7000€/MWh alors que la batterie à lithium-ion coûte entre 100 et 200MWh quand elle sera utilisée pour des cycles de décharge de quelques minutes à quelques heures. Les stations de pompage STEP, qui rechargent en eau les barrages hydroélectriques sont rentables sur des cycles de quelques heures à une journée.

L'hydrogène comme vecteur de stockage ne présente un prix inférieur aux autres solutions qu'à partir d'un cycle de 20 heures à deux jours, mais cette solution impose un prix très élevé de 300€/MWh environ. Aucune solution de stockage n'est abordable sur des cycles supérieurs à deux jours. L'électricité, par nature en mouvement, obéit à des lois qui la rendent averse au stockage...

Certains économistes considèrent que l'énergie des ENRi a un prix de marché égal à 0 quand elle n'est pas utilisée par des consommateurs qui paie une taxe/subventions, à l'image de son coût marginal qui est nul par nature (le vent ne coûte rien, pas plus que le soleil ; on peut légitimement considérer que cette théorie est absurde dans la réalité/ Néanmoins, l'AIE calcule le stockage de l'électricité ENRi en surcapacité, donc à coût théorique nul. Là aussi, le coût reste très élevé et l'hydrogène ne se compare aux autres modes de stockage qu'avec des cycles de décharge de 24 et 48H.

Evolution du prix d'hydrogène comme combustible pour produire de l'électricité selon le prix de l'électricité source et la durée d'utilisation (source AIE)

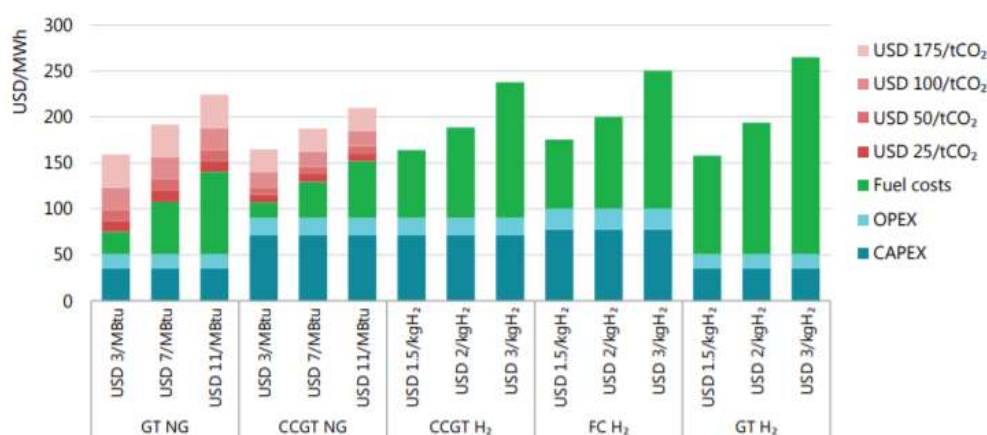


Au-delà du stockage, il y a le coût de la production électrique avec l'hydrogène restitué.

Selon l'agence, produire de l'électricité avec de l'hydrogène aurait un coût de 160 à 260€/MWh, avec un scénario crédible de 200 à 250€/MWh compte tenu du prix espéré de l'hydrogène avec des ENRi.

Produire de l'électricité avec une turbine à gaz naturel ne coûte que 75 à 150€/MWh selon le prix du gaz et, actuellement, entre 50 et 100€/MWh compte tenu du prix du gaz bas. Rappelons que le prix du MWh est de 42€ pour le nucléaire français, de 60 à 70€ pour l'éolien sur terre et... 20€ pour l'hydroélectrique.

Coût comparé de l'utilisation de l'hydrogène comme combustible pour produire de l'électricité face au gaz naturel (source AIE)



Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. More

Selon l'AIE, le seul moyen de rendre la production électrique avec de l'hydrogène rentable face au gaz et d'autres modes de production énergétique, c'est de mettre un prix du carbone très élevée.

B) Un coût du carbone élevé semble la seule façon de rendre l'hydrogène vert crédible sur le marché

Les différents rapports qui promeuvent l'hydrogène vert cherchent à prouver que cette ressource peut être compétitive dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique et l'objectif du traité de Paris pour limiter la hausse globale des températures à 2 degrés. Dans cette optique, ils recommandent tous l'alourdissement du prix du carbone, qui peut prendre trois formes :

- La création d'un marché du carbone, national ou transnational, appelé en Europe le Système d'échange de quotas d'émissions (SEQE) - *Emission Trading Systems* (ETS). Ce mécanisme repose sur deux principes, la fixation d'un plafond d'émission par an pour certains secteurs d'activités polluantes (« Cap »), et l'attribution de quotas par entreprise ou entreprises, soit par distribution gratuite, soit par enchères, soit par ventes directes – l'UE a choisi les deux premiers systèmes. Les entreprises peuvent ensuite échanger ces quotas sur un marché selon leur performances (« Trade »).

Un tel système avait été envisagé par le protocole de Kyoto entré en vigueur en 2005 pour réduire les émissions annuelles de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. Ce système s'intégrait parfaitement dans les contraintes idéologiques des traités européens depuis l'Acte Unique et son interprétation par la Commission Européenne. Il consiste à fixer une trajectoire avec des objectifs larges tout en maintenant la confiance dans la capacité du marché à remplir ces objectifs. En 2015, un rapport de la Commission a pourtant reconnu que le renchérissement des prix de l'énergie avait joué un rôle bien plus grand que la crainte des émissions de CO² dans les arbitrages des entreprises...

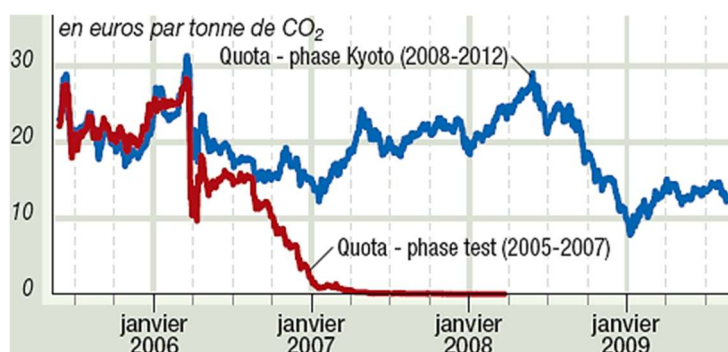
- L'imposition d'une « taxe carbone », dont le montant est fixé par les pouvoirs publics au CO² sur la base d'une estimation plus ou moins sérieuse du coût des émissions sur la société. Cette taxe frappe soit un produit intensif en carbone (fioul de chauffage par exemple) soit une activité entière. L'objectif écologique de la taxe peut être renforcé si son produit est directement fléché pour des politiques dédiées. Si elle alimente le budget général, elle s'apparente davantage à une fiscalité indirecte.
- Définir une « valeur de référence du carbone » ou « valeur tutélaire ». Différente d'une taxe, cette valeur est l'équivalent d'un prix comptable fixé sur la base d'une estimation des externalités négatives de la pollution ignorées du marché mais dont la société doit payer les coûts. Les pouvoirs publics utilisent cette référence pour estimer le coût réel de long terme de tout projet/politique public avant d'en valider la viabilité par rapport à une autre solution écologique qui serait plus onéreuse à court terme.

L'Union Européenne et les Etats-membres, en particulier la Suède, ont été précurseurs dans les tentatives de « *monétiser* » ou de « *donner un prix* » (*pricing*) aux émissions de CO². Faute de consensus sur une taxe carbone, l'UE a mis en place en 2005 un marché des quotas reposant sur deux principes : la fixation d'un plafond d'émissions annuel pour certains secteurs d'activités (« Cap »), et l'attribution de quotas par entreprise qu'elles peuvent ensuite revendre et échanger selon leur performances (« Trade »).

Le marché européen a connu 3 phases :

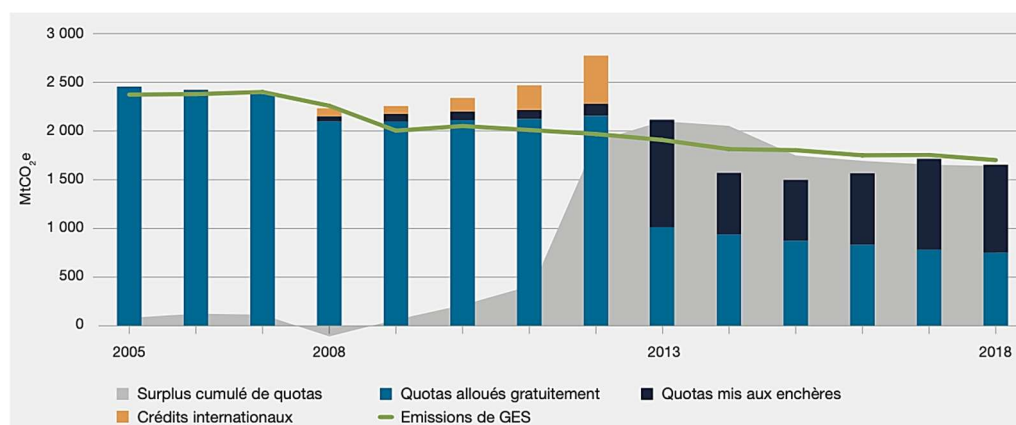
La 1^{ère} phase (2005-2007) a été un échec. Ciblée sur les centrales électriques et les industries très polluantes, la quasi-totalité des quotas de CO² a été attribuée gratuitement. En 2007, les quotas de la phase « test » autorisés étaient supérieurs aux émissions réalisées par ces industries. Le prix de la tonne de CO² était donc de 0 euro.

Evolution du prix d'un quota d'une tonne de Co²
Source Caisse des Dépôts et Consignation



La 2^{ème} phase (2007-2013) a aussi été un échec. Le plafond annuel de quotas a été fixé à 2100 millions de tonnes et le marché étendu à d'autres industries. Un grand nombre de quotas a été encore distribué gratuitement. Finalement, c'est la crise économique de 2008 qui fit baisser la production tant et si bien que les quotas furent encore supérieurs aux émissions de CO². Après avoir eu un prix entre 2 et 30€/tCO², le prix eu une moyenne de 6€ sur la décennie.

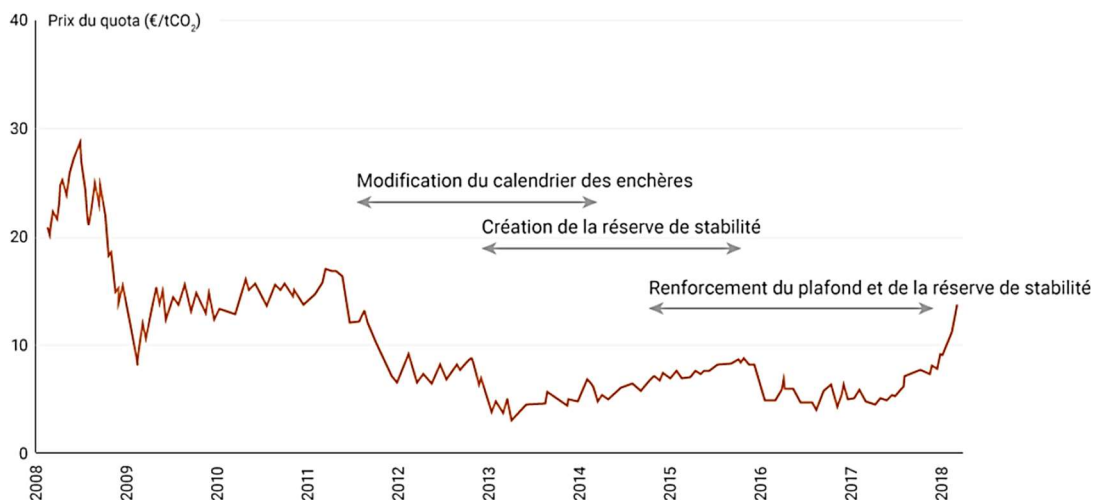
Evolution des quotas de Co² et des surplus depuis 2005 sur le marché européen avec ses réformes successives (Sources Centre Wegener)



La 3^{ème} phase a commencé en 2013 et s'est terminée fin 2020. Le plafond de quotas est resté élevé, maintenant le prix de la tonne de carbone à moins de 10€ jusqu'en 2018. À la suite d'une réforme interdisant de conserver trop de stocks passés de quotas, le marché a anticipé une raréfaction des futurs quotas et le prix a augmenté vers les 30€ la tonne.

Cette évolution est-elle durable ou temporaire comme en 2008? **La 4^{ème} phase a commencé jusqu'en 2030.** Afin d'accroître le rythme de réduction des émissions, le nombre total de quotas d'émissions diminuera de 2,2 % par an à partir de 2021, contre 1,74 % actuellement sur la phase 3.

Evolution du prix du quota d'une tonne de Co² depuis 2008 sur le marché européen avec ses réformes successives (Sources Chaire d'économie du Climat Paris Dauphine)

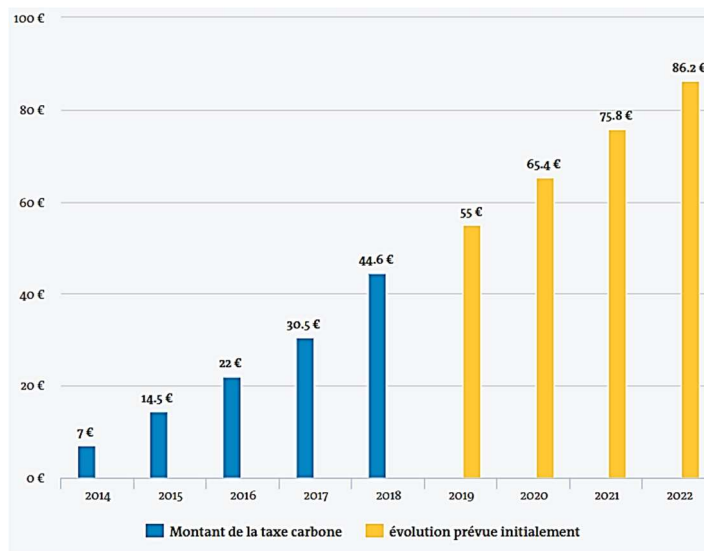


La France a choisi d'imposer une taxe carbone en 2014 à travers une « composante carbone » (CC) dans le calcul de la taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE), du gaz naturel (TICGN) et du charbon (TICC). Cette taxe est alors prévue pour augmenter chaque année de 7 euros en 2014 par tonne de CO², passant à 44,60 euros en 2018. En revanche, ce plan de transition est réduit essentiellement à cette fiscalité et ne prévoit aucun dispositif d'ampleur pour que les entreprises et les consommateurs modestes puissent passer à des technologies vertes.

Alors que cette taxe devait encore doubler et atteindre les 100 euros à la fin du quinquennat d'Emmanuel Macron, elle provoque la crise des Gilets Jaunes à l'automne 2018 et un moratoire ainsi que des mesures visant à accompagner les ménages à changer de technologie.

Néanmoins, l'ampleur du plan ne permet pas de compenser cette fiscalité, qui s'apparente surtout à une hausse de la fiscalité indirecte pour alimenter le budget général.

*Evolution de la Contribution Carbone
Source Ministère de l'Environnement*



Enfin, la France a étudié le principe de la « valeur de référence du carbone » ou « valeur tutélaire dans deux rapports remis en 2008 et 2019 par Alain Quinet pour France Stratégie, l'agence de prospective et de planification rattachée au Premier Ministre.

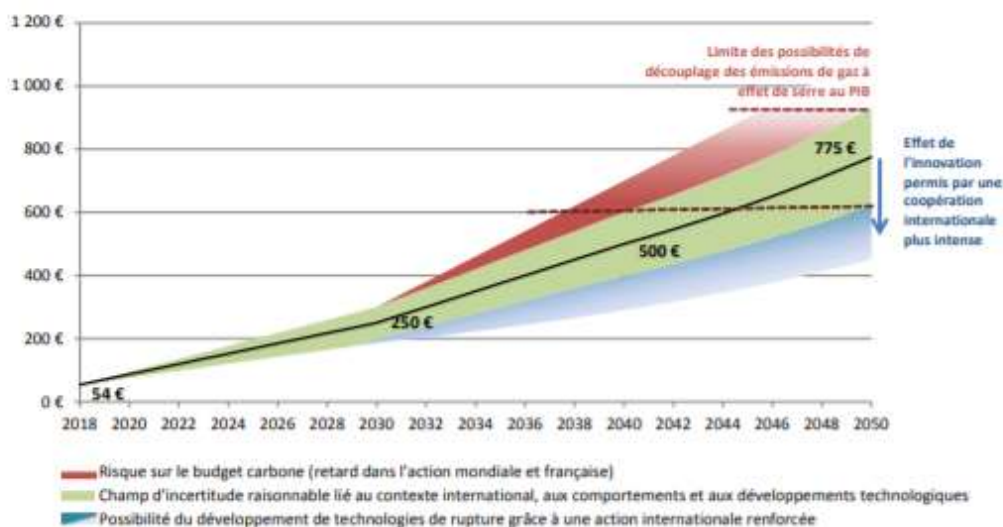
Quinet propose pour la France une valeur tutélaire du carbone à 250€/tonne de CO² en 2030 contre 54€ aujourd'hui, puis 500€ en 2040, 775€ en 2050. Tous ces chiffres sont des moyennes de fourchette. Des cibles considérables qui s'expliquent par un bilan sans détour sur les conséquences réelles de l'objectif de neutralité carbone que se sont fixés l'Union Européenne, la France et les Etats-membres. Ce rapport a le mérite de l'honnêteté sur le défi économique et financier considérable que la décarbonation pose, présentée ailleurs comme une évidence.

Ces valeurs sont d'autant plus importantes qu'il évaluait dans un précédent rapport de 2008 cette "valeur de référence" à 100 euros en 2030 et 200 euros en 2050... Une inflation très importante qu'il estime en partie liée au temps perdu par le monde entier depuis 10 ans qui a asséché le « stock de carbone » restant à l'humanité avant que la quantité de gaz à effet de serre entraînant un réchauffement de 1.5°C soit atteinte.

Pour atteindre la neutralité carbone, la France doit produire seulement 100 millions de tonnes par an de CO₂, soit ce qu'absorbe la biosphère de notre territoire. Depuis 1990, les émissions françaises de gaz à effet de serre sont passées de 550 millions de tonnes de CO₂

à 470 Mt. Soit 85 Mt de moins en 30 ans... Il faudrait donc désormais baisser de 300 Mt nos émissions sur le même nombre d'année, soit accélérer le mouvement par 4 !

**Trajectoire pour la valeur de référence du carbone par le 2^{ème} rapport Quinet (2019) –
Source France Stratégie**



Selon la communication de la Commission Européenne, les rapports RTE et de l'AIE, un prix du carbone élevé est la seule façon de rendre la production d'hydrogène crédible face à l'utilisation d'énergie fossile.

Selon la Commission, « pour rendre l'hydrogène d'origine fossile avec captage du carbone compétitif par rapport à l'hydrogène d'origine fossile, il faudrait que les prix du carbone soient de l'ordre de 55 à 90 € par tonne de CO₂. »

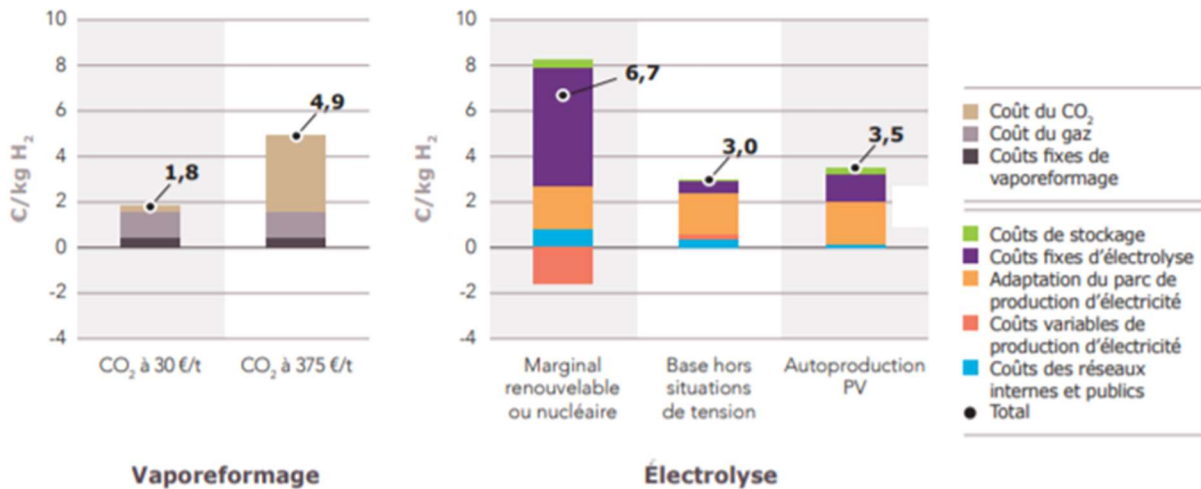
De fait, pour des raisons qui tiennent aux propriétés physiques et énergétiques de la molécule de dihydrogène et aux lois fondamentales qui en conditionnent l'utilisation, cette ressource ne sera jamais compétitive sur le marché face aux énergies fossiles tant que ces dernières seront disponibles en quantité suffisante, à savoir pour plusieurs décennies au moins. D'ici là, le réchauffement climatique aura eu des effets dramatiques sur les populations et l'économie mondiale.

Par exemple, sans taxe carbone importante, l'hydrogène vert produit avec des ENRi ne serait compétitif qu'avec un baril de pétrole (1600KWh, soit 29 à 30 kg d'hydrogène) situé entre 210 et 290\$. Et encore, sans compter les prix de transport, de stockage, de valorisation de l'hydrogène, bien plus chers à chaque étape que l'utilisation du pétrole.

Ce faisant, avec un baril de pétrole à 80\$ et un coût de l'hydrogène vert à 4\$/kg, il faudrait une taxe carbone de 318\$/tonne de CO₂ émis pour rendre l'hydrogène compétitif.

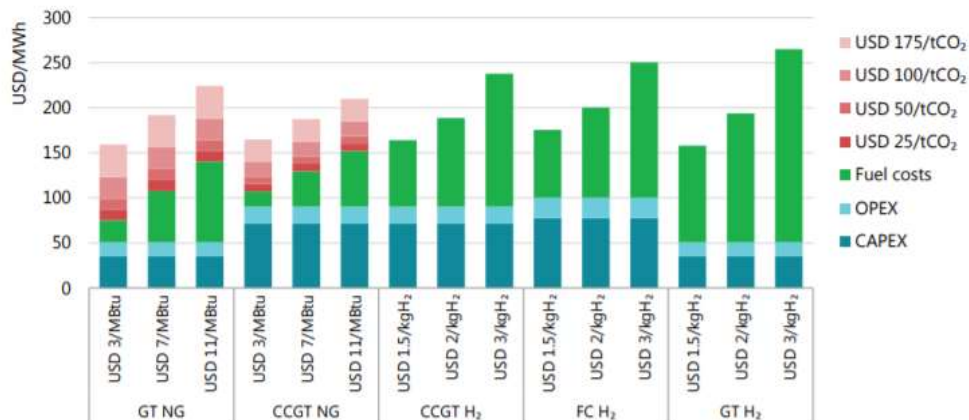
Selon le rapport RTE, le coût actuel du carbone en Europe, 30€/tonne de CO₂ est incapable de rendre compétitif le remplacement du reformage du méthane face à l'hydrolyse bas-carbone. En revanche, la situation s'inverse durablement avec un prix tutélaire de 375€/tonne...

Coût comparé de l'hydrogène produit par reformage du méthane, avec et sans taxe carbone, par rapport à l'hydrogène bas-carbone (Source RTE)



Lors de l'étude comparative sur la viabilité de production de l'électricité avec de l'hydrogène vert, nous avons déjà vu qu'il fallait une taxe carbone considérable sur le gaz pour que la ressource écologique soit compétitive sur la ressource polluante. Ainsi, avec un gaz naturel à 3\$/Mbtu, le cours actuel aux Etats-Unis, il faudrait une taxe de plus de 175\$/tonne de CO² si l'hydrogène vaut 1.5\$ le kg mais il faut une taxe de 200€ si l'hydrogène vaut plus de 3\$/kg, ce qui est bien plus crédible.

Coût comparé de l'utilisation de l'hydrogène comme combustible pour produire de l'électricité face au gaz naturel (source AIE)



Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. More

Le cabinet Bloomberg a calculé les « abattements carbone », autrement dit les taxes, qu'il faudrait imposer pour rendre la substitution des énergies émettrices de CO² par de l'hydrogène, avec des hypothèses de prix de l'hydrogène pourtant très favorables à terme 2050, puisque le rapport estime le coût de la ressource à 1\$/kg... Ce qui semble irréaliste.

Compensation financière nécessaire par tonne de CO² évitée par l'hydrogène selon le secteur industriel concerné (source Bloomberg)



L'agence Bloomberg remarque qu'à grande échelle, seule l'utilisation de l'hydrogène pour les véhicules est compétitive sans taxation. Autrement, il faut des compensations allant de 20 à 160\$/tonne de CO₂ économisée grâce à l'hydrogène.

Enfin, selon le rapport RTE, cette même compensation carbone doit être calculée selon le mode de production de l'hydrogène, ce qui semble plus réaliste. Ainsi, une compensation de 140€/tonne de CO₂ évitée fonctionnerait pour l'hydrogène utilisant la base du mix électrique en Europe, entre 150 et 200€ pour le solaire sur site dédié.

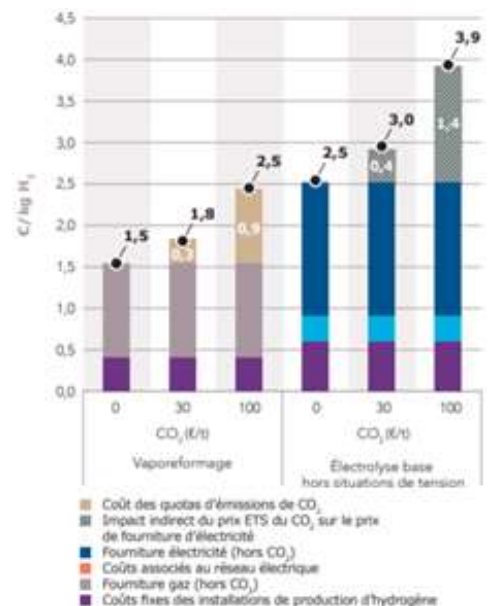
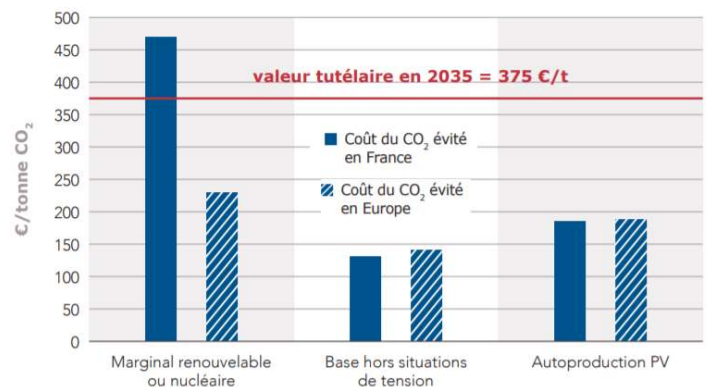
Avec une production marginale de renouvelable ou de nucléaire, la compensation serait de 220€ en Europe mais de plus de 450€ en France.

En revanche, le rapport RTE signale que la taxe carbone pourrait avoir un effet boomerang.

Le mix européen sera en 2030 encore dépendant à 25-30% du charbon et du gaz. L'hydrogène produit par électrolyse avec cette source serait donc taxé pour les émissions du système électrique à même hauteur que le reformage du méthane.

La France pourrait alors jouer comme productrice d'hydrogène propre compétitif si son mix disposait de suffisamment d'électricité disponible.

Coût de la tonne de CO² évitée en Europe/France selon la production de l'hydrogène + effet d'une taxe carbone sur cette production (Source RTE)



L'ensemble de ces dispositifs peut sembler de bon sens sur le papier mais chacun a été mis à l'épreuve par la réalité tant et si bien qu'on peut craindre que les technologies hydrogène subissent les mêmes déceptions. Le principe visant à pénaliser le carbone vient des idées d'inspirations pigouviennes, du nom de l'économiste qui les a élaborées en 1920 afin de permettre à la puissance publique d'intégrer les externalités négatives d'une activité humaine que le marché n'évalue pas lui-même. Pour les émissions de gaz à effet de serre et la pollution, il s'agit du principe « pollueur-payeur » qui a été durement mis en défaut par la pratique depuis 30 ans :

Néanmoins, l'efficacité de cette taxe carbone a été mise à l'épreuve par les faits :

- Les taxes payées par les entreprises, qui sont souvent des multinationales en position dominante, sont finalement répercutées sur les consommateurs et/ou les fournisseurs.
- Faute de politique protectionniste et/ou d'une taxe carbone équivalente aux frontières pour soumettre les importations aux mêmes règles que la production domestique, les activités polluantes peuvent se délocaliser pour continuer à polluer sans payer.
- Si les entreprises n'inventent pas d'alternatives moins polluantes capables de se généraliser à coût raisonnable, la taxe ne sert à rien en termes écologiques et ne fait qu'augmenter les prix pour les consommateurs, baisser le pouvoir d'achat et le niveau de vie.
- Comme toute taxe égale sur la consommation quels que soient les revenus, le coût du carbone frappe plus lourdement les personnes modestes dont les dépenses contraintes sont souvent énergivores (transport, chauffage, électricité).
- Les ménages modestes n'ont souvent pas le capital disponible pour changer des équipements polluants (chaudière, véhicule ancien, mauvaise isolation du logement, etc.), équipements qui consomment de fait plus d'énergie et entraînent une facture relative plus lourde pour les pauvres que pour les riches. C'est le mécanisme de « trappe à pauvreté ».

Si la science et l'industrie ne sont pas en position de proposer de réelles alternatives aux énergies polluantes, la taxe carbone ne constitue alors pas un moyen de fléchir rationnellement les investissements des entreprises et la consommation des ménages vers des solutions écologiques moins coûteuses sur le long terme pour tous. Il s'agit alors juste d'une nouvelle fiscalité. C'est notamment ce qui s'est produit avec la taxe carbone imposée en France entre 2014 et 2018 sur le carburant et le chauffage, qui a entraîné le mouvement des « gilets jaunes ».

Par ailleurs, il y a un abus de langage sur le fait que la taxe carbone rend « compétitives » des technologies trop onéreuses face à un marché inefficace. Le fait qu'une taxe renchérisse des services ou des produits par rapport à d'autres ne les rend pas compétitifs au sens où les produits innovants ont réussi à devenir économiquement aussi efficaces que les technologies polluantes. Ces taxes font juste perdre leur intérêt financier aux produits polluants mais le coût final pour les ménages est plus élevé. Sur un revenu disponible de 1200 euros par mois, si votre facture d'électricité polluante passe de 50 à

100 euros à cause d'une taxe carbone et que passer à de l'électricité verte vous coute 90€, vous avez quand même perdu 40€ de pouvoir d'achat par mois !

Cette perte de pouvoir d'achat peut être temporaire si les surcoûts des technologies innovantes étaient dus à leur faible consommation. Si le produit « vert » bénéficie alors d'économies d'échelles et que son prix à terme devient inférieur à celui des produits polluants visés par la taxe carbone, alors le pouvoir d'achat et la société sont gagnants.

Encore que ces économies d'échelle et les innovations techniques fassent baisser le surcoût initial de façon certaine et durable, ce qui n'est pas le cas pour l'hydrogène. Comme on a pu le voir dans les modélisations de prix, la production d'hydrogène bénéficiera d'économies d'échelle mais cette baisse de coût importante ne descend pas sous un pallier qui la rend réellement compétitive pour maintenir le niveau de vie actuel de nos sociétés avec les énergies fossiles.

Sur le papier, la taxe carbone est un moyen d'orienter le marché, entreprises et consommateurs, vers des objectifs environnementaux consensuels. Elle vise à briser des logiques de prix partielles et partiales qui n'intègrent pas le coût réel des pollutions pour la société et la santé. Cette taxe s'inscrit parfaitement dans la logique idéologique des Traités Européens qui conçoivent l'intervention publique comme un fléchage des choix du marché et une incitation à sortir de certaines inerties.

Dans les faits, elle risque de se limiter à une nouvelle taxation des entreprises et des ménages prisonniers de consommations polluantes captives. Compte tenu du fossé énorme qui sépare la compétitivité hors taxe entre les technologies polluantes et la production d'hydrogène vert à grande échelle, la taxe carbone nécessaire est exorbitante.

Si l'hydrogène vert n'est pas capable d'être produit à un coût raisonnable même avec des économies d'échelle du fait de ses propriétés physiques, la taxe carbone ne fera que faire perdre de la compétitivité aux entreprises et du pouvoir d'achat aux ménages sans jamais amener la société vers un usage compétitif de l'hydrogène vert.

En réalité, on peut se demander si le consensus autour de la taxe carbone interne n'est pas un accompagnement vers la raréfaction des ressources énergétiques et un biais politique pour faire accepter un renchérissement général des ressources qui dissimule plus une pénurie et une dépendance européenne qu'une vraie stratégie d'innovation technologique et de transition écologique.

C) Les deux seules technologies capables de produire de l'hydrogène vert sont méprisées par la Commission européenne

Si le plan européen sur l'hydrogène vert est très ambitieux dans ses objectifs de production, il ne prévoit rien de concret sur la capacité d'un système électrique fondé à plus de 50% sur les ENRi pour vraiment réussir à le produire, surtout dans un contexte de baisse globale de la consommation d'énergie.

En comparant les différentes études qui anticipent le coût de l'hydrogène vert, nous avons analysé que le prix était conditionné par le coût de l'électricité, la puissance disponible, une production centralisée qui évite le transport d'hydrogène et ses pertes, ainsi que le facteur de charge des électrolyseurs. La capacité hydroélectrique de l'Union Européenne était quasiment saturée et cette énergie tant déjà pleinement utilisée pour ajuster le réseau à faible coût, il ne reste qu'une seule énergie possible pour fabriquer de l'hydrogène vert à faible coût : le nucléaire.

Entre 2020 et 2050, sauf rupture technologique majeure, aucune autre technologie que le nucléaire ne peut assurer une électricité avec un facteur de charge de 80%, une puissance centralisée considérable et un coût contrôlé et sans surprise.

Aussi, l'absence totale et volontaire de la filière nucléaire dans le plan européen est une aberration technique et un biais idéologique qui n'est justifiée ni par la science ni par les experts de l'AIE alors que l'essentiel de la communication de la Commission s'appuie sur les analyses de cette agence internationale.

Confrontée à cette carence béante lors d'une audition au Parlement européen, Paula Abreu Marques, directrice de l'unité pour les énergies renouvelables et la politique CSC à la direction de l'énergie de la Commission européenne a déclaré que l'hydrogène produit avec du nucléaire ne serait pas classé comme « vert » mais comme « de l'hydrogène à faible teneur en carbone » qualifié de « jaune ».

La raison de cette censure technologique est bien entendu la décision de sortir (Allemagne) du nucléaire ou de refuser cette énergie par principe (Italie, Autriche). Ces pays sont pourtant moins nombreux que les nations pronucléaires, ce qui démontre une fois encore le poids de l'Allemagne dans les choix stratégiques techno-économiques de l'UE. La Commission Européenne pourrait tout à fait mettre différents choix sur la table et laisser les pays choisir, d'autant plus que la filière nucléaire française représente des dizaines de milliers d'emplois et plusieurs milliards d'excédents commerciaux.

Le choix français de fermer des centrales nucléaires en parfait état de marche comme Fessenheim et les 14 réacteurs prévus jusqu'en 2030 est encore plus absurde. Alors que ces centrales produisent une électricité amortie, pilotable, elles seront sacrifiées pour des raisons politiques sans aucun fondement rationnel.

Le plan français souffre de la même impasse que le plan européen. Il est arithmétiquement impossible de dégager de la puissance électrique fiable et régulière suffisante pour

décarboner massivement l'économie avec de la production d'hydrogène avec le mix électrique prévu pour 2030 puis 2050, à savoir une baisse du nucléaire au profit de 50% d'ENRi.

On ne sait même pas si ce mix théorique serait viable pour assurer l'approvisionnement électrique ordinaire de la France. En effet, dans le contexte de l'après Covid 19, la question de la relocalisation industrielle est devenue consensuelle dans le paysage politique. Si la France relocalisait son industrie à une hauteur de 20% du PIB, cela nécessiterait des quantités d'électricité considérables, soit entre 30 et 40 Mtep d'énergie, dont sans doute 100 à 150 TWh d'électricité. Or, cette relocalisation industrielle n'a été anticipée par aucun scénario sur le mix électrique français d'ici 2030 ou 2050.

Par ailleurs, la France, comme l'Europe, a aussi l'ambition d'électrifier son parc automobile, ce qui est très mal anticipé par les plans de neutralité carbone.

Si on effectue un calcul rapide, pour décarboner le transport en France, il faut 54 millions de tonnes équivalent pétrole, environ 600 TWh. 550 TWh vont au transport terrestre. Heureusement, le rendement de la chaîne électrique est 2.5 fois plus efficace que celui du moteur thermique à essence/diesel. Il faudrait donc seulement 200 TWh électrique. Pour produire cette puissance, il faut l'équivalent de 18 EPR (110 à 250 milliards d'euros sur 60 ans, pour une facture pétrolière annuelle de 30 milliards d'euros, l'affaire est plus que rentable) ; il faut sinon 110 GW au moins de puissance éolienne (soit multiplier par six ou sept le nombre actuel d'éoliennes, pour 150 milliards d'euros sur 20 à 30 ans) ; enfin, avec des panneaux photovoltaïques, il faudrait 220GW, soit multiplier le parc actuel par 27 pour 220 milliards d'euros sur 20 à 30 ans. Il faudra aussi investir considérablement sur le réseau qui est conçu pour gérer actuellement 550 TWh par an et non 750 TWh par an, une hausse de près de 35%.

Par ailleurs, ces moyens de production nouveaux et déjà considérables ne pourront alimenter les voitures électriques qu'avec un système de rotation intelligent des recharges. Si 40 millions de voitures électriques se branchaient en même temps, il faudrait multiplier la capacité de production électrique pilotable français actuelle par 12, ce qui est évidemment intenable.

L'ensemble de ces calculs ont été réalisés par Jean-Marc Jancovici, membre du Haut Conseil pour le climat et reposent sur des données publiques incontestables.

Pour décarboner les 50 TWh restants de transport aérien et maritime, l'option hydrogène est la plus simple, mais elle nécessite au moins 80TWh d'électricité pour la produire, sans doute plutôt 90 à 100 TWh avec les pertes.

Si l'option nucléaire n'est pas choisie, l'alimentation en électricité des transports en France dépendrait du bon vouloir de la météo ou du soleil, à moins de doubler les moyens de production ENRi par des centrales à gaz d'appoint, une aberration climatique et économique. Enfin, l'option de stocker l'énergie par hydrogène pour reproduire de l'électricité est, on l'a déjà vu, hors de prix.

Bref, si la décarbonation de l'économie passe par l'électrification, elle passe forcément par une relance d'un programme électronucléaire de nouvelle génération.

Aux Etats-Unis, le gouvernement fédéral a une stratégie très différente de l'Union Européenne pour l'hydrogène qui passe par une renaissance du nucléaire.

Depuis l'accident de *Three Miles Island* en 1973, les Etats-Unis se trouvaient dans une situation de quiproquo nucléaire : l'innovation et la construction de toute centrale était gelée mais les centrales existantes étaient toujours exploitées et même prolongées jusqu'à 40, 60 et même 80 ans, dans des conditions de sécurité d'ailleurs très contestables pour la sûreté et la crédibilité de la filière

Pendant près d'un demi-siècle, les Etats-Unis ont donc laissé l'initiative nucléaire à la France aux Russes et à la Chine. Hélas, la France a stoppé ses réacteurs révolutionnaires Superphénix en 1997 puis Astrid en 2018, réduisant à néant toute son avance technologique. Les deux EPR que la France construit en Europe sont des fiascos industriels alors que les deux autres construits en Chine sont de grands succès qui enchainent les records de production.

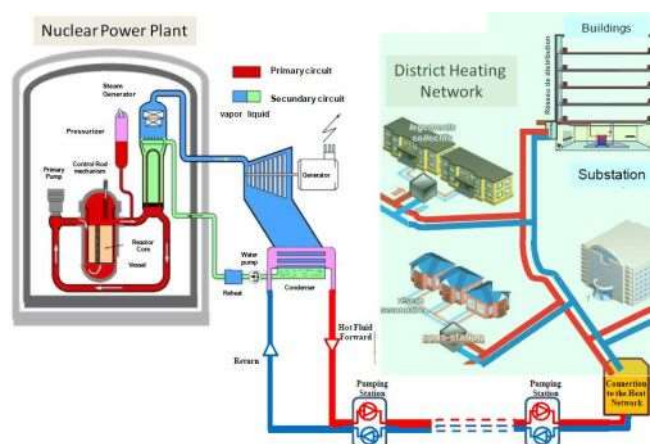
Le nucléaire américain renaît désormais en direction de l'hydrogène. Les Etats-Unis sont intéressés par les deux types d'énergies que produit le nucléaire pour fabriquer de l'hydrogène vert : non seulement l'électricité mais aussi la chaleur, chaleur qui jusqu'à présent n'a jamais été utilisée pour des raisons irrationnelles, à savoir la peur d'une chaleur « nucléaire » qui ne présente pourtant aucun risque radioactif dans les conditions d'utilisation actuelles.

A l'heure actuelle, les deux tiers de la chaleur produite par les réacteurs nucléaires sont perdus, rejetés dans les rivières, l'air de la centrale. Une aberration technique mais aussi environnementale puisque l'eau fait notamment monter la température des rivières, en particulier pendant les sécheresses.

Le principe de la cogénération, utilisé dans toutes les énergies thermiques, pourrait être appliqué au nucléaire. Il permettrait de récupérer la chaleur des turbines à vapeur des réacteurs puis de la redistribuer pour le chauffage urbain ou de l'utiliser à des fins industrielles, comme la production d'hydrogène !

Schéma de cogénération nucléaire (Source : L'expansion)

La chaleur est récupérée par un réseau de distribution pour le chauffage urbain et les usages industriels

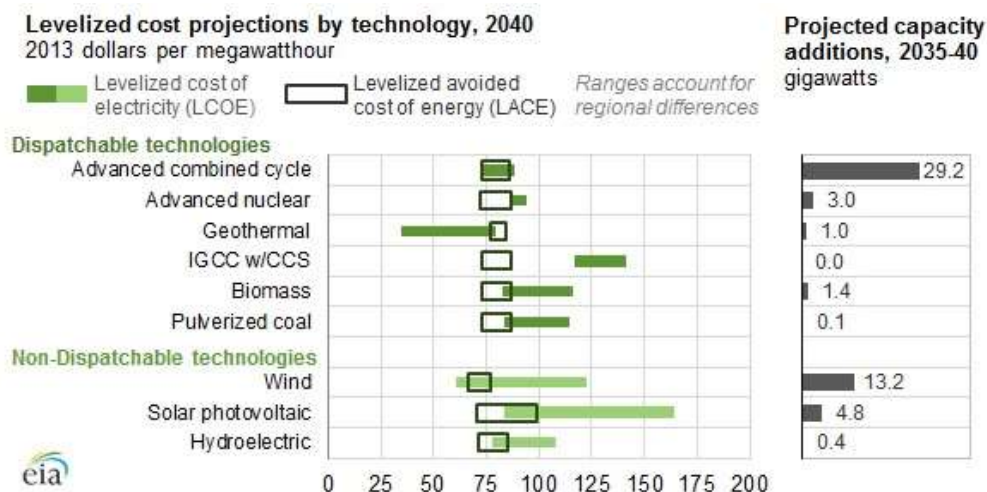


Ainsi, ce principe de cogénération va être déployé de manière révolutionnaire par la start-up NuScale avec le soutien de Washington sur la base de travaux publics précédemment par le laboratoire de l'Idaho du Département américain de l'énergie. En décembre 2020, l'entreprise a déclaré avec le soutien des autorités fédérales que son petit réacteur modulaire (SMR) de 250 MW de chaleur et 77 MW d'électricité a été capable de fabriquer près de 50 tonnes par jour d'hydrogène vert en cogénération de sa production d'électricité.

Le SMR de NuScale utilise la vapeur surchauffée à 300°C avec l'énergie de la fission qu'elle combine avec 2-3% de l'électricité produite pour être portée à 860°C et séparer les molécules d'hydrogène et d'oxygène. Le coût de l'hydrogène vert produit n'est pas encore estimé précisément. L'Agence Américaine de l'Energie estime le MWh à 95\$. Avec les données techniques et économiques de l'AIE, on peut estimer, avec toute la prudence qui s'impose, un kg d'hydrogène entre 1 et 2\$.

Le design étant désormais autorisé par les autorités fédérales pour une exploitation commerciale, une première centrale composée de 12 modules (720 MW) est planifiée pour tourner en 2030 pour 2,5 milliards d'euros. L'intérêt des SMR est de réduire les coûts imposés par la sécurité et l'ingénierie d'un réacteur géant comme l'EPR. Le fait d'avoir plusieurs modules permet aussi d'ajuster la production aux besoins du marché et d'orienter l'électricité davantage vers le consommateur ou vers la production d'hydrogène.

Coût comparé et certifié des différentes sources d'énergie selon l'Agence américaine de l'Energie ; le nucléaire de nouvelle génération type Nuscale est estimé à 95\$/MWh



Aux Etats Unis, l'Etat fédéral a lancé un programme fédéral pour tester différentes façons de produire de d'hydrogène vert dans plusieurs de leurs centrales nucléaires. Trois producteurs d'électricité ont été désignés pour adapter des centrales déjà amorties avec seulement 10 millions de dollars de subventions chacune. Le but est de tester la fabrication d'hydrogène bas-carbone avec la moins chère des électricités pilotables sur le marché, centralisée et dotée de la puissance nécessaire à des électrolyseurs rentables. Les

Etats-Unis font en réalité exactement ce que la France aurait pu faire à Fessenheim ou l'Allemagne dans les 13 réacteurs qu'elle aura fermés.

Alors que les Etats-Unis sont redevenus énergétiquement indépendants grâce à l'exploitation massive des huiles et gaz de schiste au mépris total de la lutte contre le réchauffement climatique, le développement de l'hydrogène n'est pas une priorité à court-terme mais bien à horizon 2040-2050. Leurs projets sont donc parfaitement planifiés pour être mûrs au moment venu, soit l'exact contraire de l'Union Européenne.

En Chine, un réacteur expérimental à très haute température a été testé avec succès après un développement record de 8 ans. Ce type de réacteur produira une vapeur à très haute température, potentiellement très efficace pour produire de l'hydrogène avec de nouveaux types d'électrolyseurs.

CONCLUSION

Lors d'un entretien sur le développement de l'hydrogène, Fatih Birol, le Directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie a déclaré à propos de cette ressource tant convoitée : *« J'ai rarement vu, voire jamais, une technologie qui bénéficie d'autant de soutiens autour du monde. Des pays qui ont des vues complètement différentes sur l'énergie et le climat se rejoignent en affirmant que l'hydrogène est la clé d'une technologie d'énergie propre. De mon point de vue, l'hydrogène est aujourd'hui ce que le solaire était il y a dix ans. »*

Cette affirmation est particulièrement édifiante. En effet, il y a dix ans, les critiques rationnelles contre l'énergie solaire indiquaient que pour des raisons physiques (le jour et la nuit), économiques (matières premières rares nécessaires), écologiques (absence de recyclage durable) et techniques (absence de solution de stockage), le solaire n'avait aucun avenir pour assurer une transition d'ampleur majeure.

Dix ans après, toutes ces critiques restent parfaitement justifiées ! Le fait que les panneaux solaires soient devenus moins chers du fait d'un dumping social et environnemental massif de la Chine ne change rien à l'affaire : le solaire peut répondre à des besoins ponctuels mais reste une impasse technologique pour solutionner la crise énergétique.

Hélas, le plan européen pour développer l'hydrogène confond idéologie politique et rationalité technique. Ce n'est pas parce que des objectifs politiques sont théoriquement souhaitables qu'ils sont possibles. Quand la politique prend le pas sur le réel, c'est une déviance qui ne peut mener qu'à l'échec.

Si l'UE veut réussir la neutralité carbone sans décroissance ni appauvrissement énergétique, elle doit choisir des énergies bas-carbone et embrasser des ruptures technologiques. A ce titre, le retard pris dans le développement de la fusion nucléaire avec le prototype ITER ainsi que dans les réacteurs à fission de nouvelle génération (surgénération, très haute température) résume les erreurs commises par Bruxelles sous l'influence allemande. Alors que le continent disposait d'une avance de 30 ans sur les technologies nucléaires, nous n'avons pas fait fructifier notre avantage et la Chine prend le pas sur ces innovations de rupture.

La France quant à elle ne peut plus suivre aveuglement toutes les initiatives allemandes en pensant que Berlin veut autre chose que la réussite des intérêts allemands. Le miracle hydrogène faisant croire que les pays européens pourront être aussi riches tout en éliminant leurs émissions polluantes avec un carburant fabriqué avec de l'eau, du vent et du soleil relève au mieux de la naïveté, au pire de l'irresponsabilité.

Le contre-modèle allemand de transition écologique ratée devrait pourtant nous prévenir : l'environnement passera toujours après l'industrie et la croissance allemandes. Les promesses fabuleuses de l'hydrogène n'apparaissent finalement que comme un maquillage de l'appauvrissement énergétique de l'Europe et de sa mise à la marge de la Chine et des Etats-Unis.

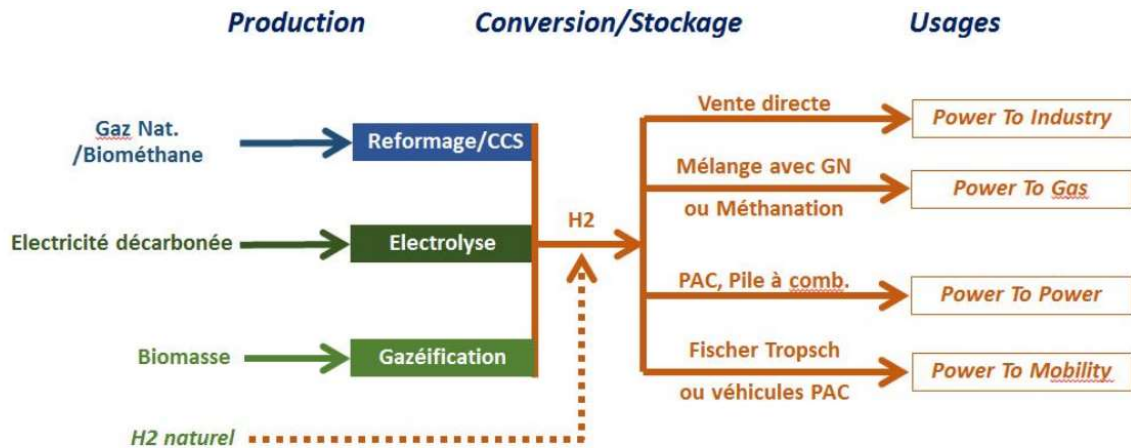
REFERENCES (ordre chronologique)

- Commission Européenne : Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre (2020)
- Commission Européenne : Communication de la sur le Pacte Vert (2020).
- European Commission : Une stratégie européenne pour développer le potentiel des énergies en mer renouvelable (2020)
- Europe's moment : repair and prepare for the next generation. (2020)
- Bloomberg LP : Hydrogen Economy Outlook: Key Messages (2020).
- RTE : La transition vers un hydrogène bas carbone Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 (2020)
- Agence Internationale de l'Energie : Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions (2020)
- Agence Internationale de l'énergie : Le Futur de l'Hydrogène (2019)
- Hydrogen Roadmap Europe : rapport de l'industrie de l'hydrogène (2019)
- France Stratégie (Alain Quinet) : La valeur de l'action pour le climat ; Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques (2019)
- Nature Energy (Gunther Glenk & Stefan Reichelstein): Economics of converting renewable power to hydrogen (2019)
- National Renewable Energy Laboratory (Ahmad Mayyas, Mark Ruth, Bryan Pivovar, Guido Bender, and Keith Wipke) – US department of Energy - Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers (2019)
- Ademe : Electrification du parc automobile mondial et criticité du lithium à l'horizon 2050 (2018)
- European Commission: A Clean Planet for all: A European Long-term Strategic Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy (2018)

- Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible : Le plan allemand sur l'hydrogène (2018)
- Cour des Comptes de la République Fédérale d'Allemagne - Special purpose report - Coordination and steering to implement energy transition (2018)
- Cour des Comptes – Rapport sur les énergies renouvelables (2018).
- Université de Melbourne (Jason Moore and Bahman Shabani) : A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies (2016)
- INERIS : Etude comparative des réglementations, guides et normes concernant les électrolyseurs et le stockage de l'hydrogène (2016)
- US Energy Administration : levelized Cost of new generations technologies (2015).
- Rapport du Ministère de l'Economie et du Ministère de l'Ecologie sur la filière Hydrogène (2015)
- France Stratégie : Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique? (2014)
- France Stratégie : Evaluation socioéconomique des investissements publics (2013)

ANNEXES

1. Chaîne simplifiée de la filière hydrogène (Source IFP)



L'industrie énergétique distingue trois principaux moyens de produire de l'hydrogène :

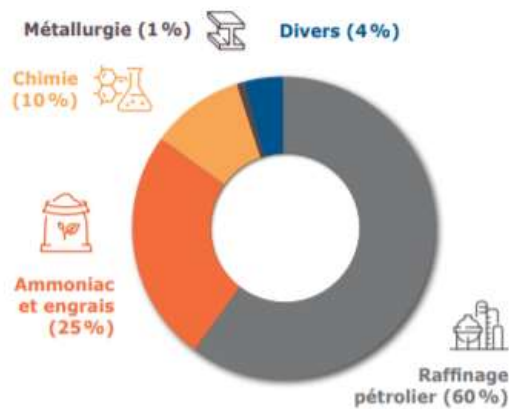
- Le reformatage du gaz naturel (méthane), ou même du charbon et du pétrole, un procédé qui émet entre 7 et 11 tonnes de CO² pour produire une tonne de pétrole.
- L'électrolyse, à savoir la décomposition de molécule d'eau par l'électricité, est plus ou moins durable selon le mix électrique. L'utilisation du nucléaire ou du renouvelable est écologique mais l'utilisation de charbon est pire que le reformatage.
- La gazéification de la biomasse, un procédé marginal et peu durable qui consomme des ressources naturelles qui pourraient avoir d'autres usages.

NB : Le recours à l'hydrogène naturel soulève de grands espoirs. Malheureusement, les gisements semblent encore rares et difficiles à exploiter.

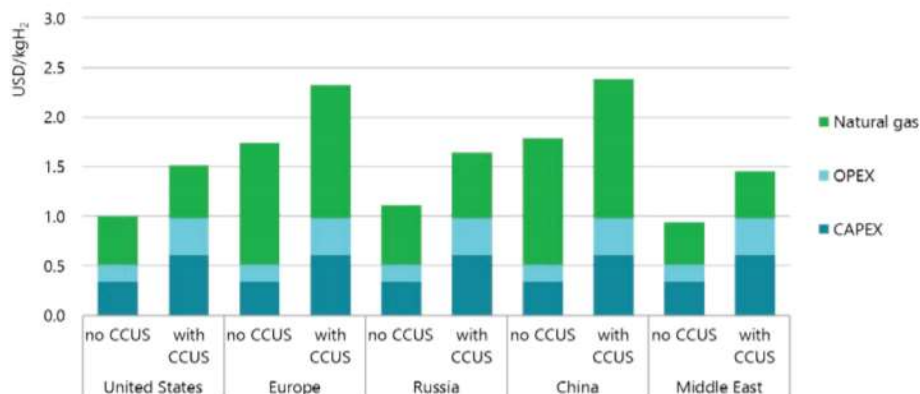
L'industrie énergétique distingue 4 principaux usages de de l'hydrogène :

- **Power to Industry**, « De la production d'hydrogène à l'industrie » est la fourniture d'hydrogène vert aux industries consommatrices (raffinage, chimie) afin de décarboner leurs processus.
- **Power to gas**, « de la production d'hydrogène au gaz » consiste soit à injecter de l'hydrogène dans les réseaux gaziers pour combustion (rentable à court terme) soit à produire du méthane de synthèse (non rentable, même à long terme)
- **Power to Power**, « de la production d'hydrogène à l'électricité » permet de réutiliser l'hydrogène pour activer des piles à combustibles et produire à nouveau de l'électricité.
- **Power to mobility - efuel**, « de la production d'hydrogène en carburant » consiste à transformer l'hydrogène en carburant de synthèse via le procédé appelé Fischer Tropsch.

2. Comment est utilisé l'hydrogène en France en 2018 ? (Source RTE)



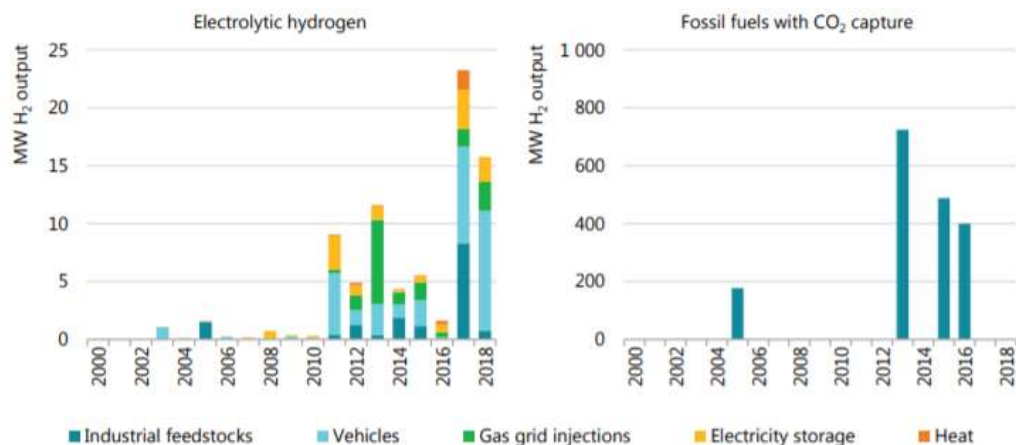
3. Prix de la production d'hydrogène par reformatage de gaz naturel avec ou sans stockage du carbone (CCUS – Source AIE)



Notes: kgH₂ = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW_{H₂}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H₂}, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

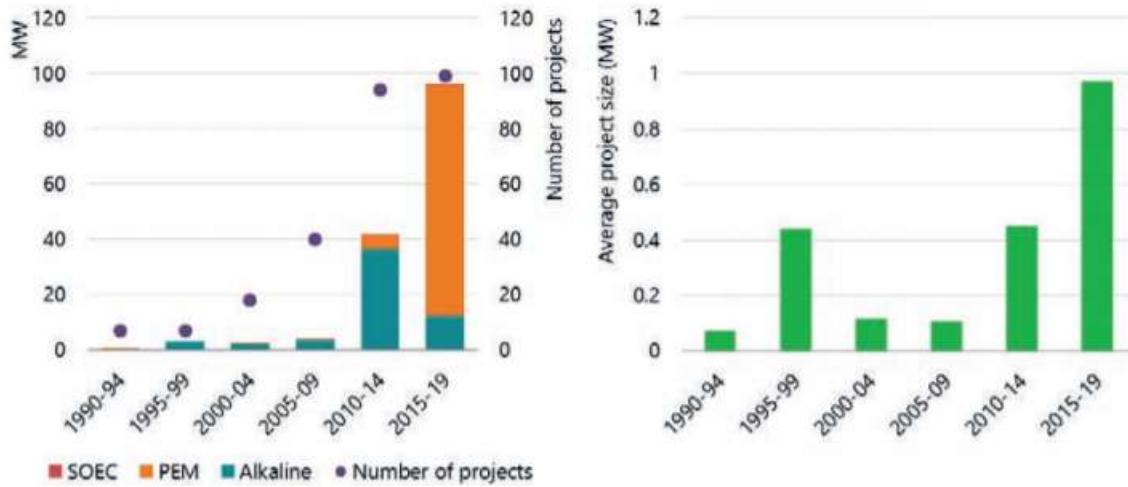
Source: IEA 2019. All rights reserved.

4. Puissance installée des projets de capture de CO₂ (source AIE)

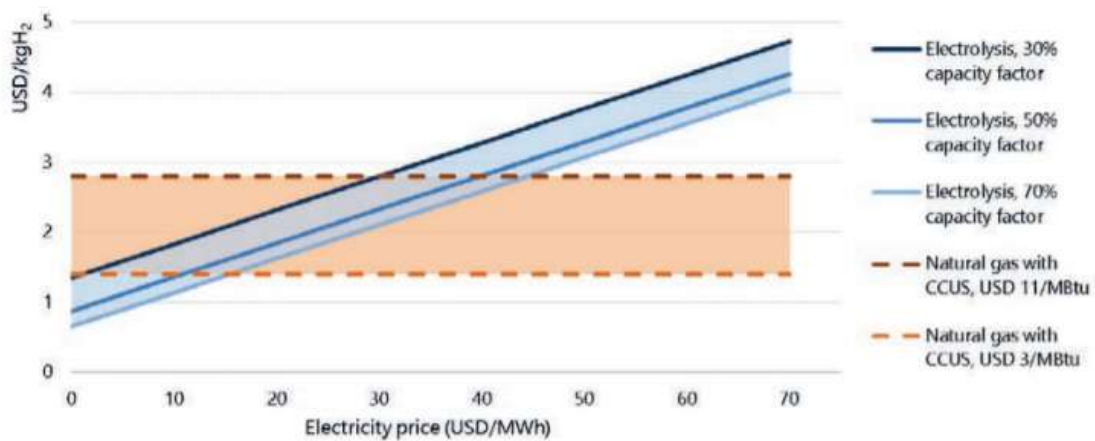


Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), World Energy Investment, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

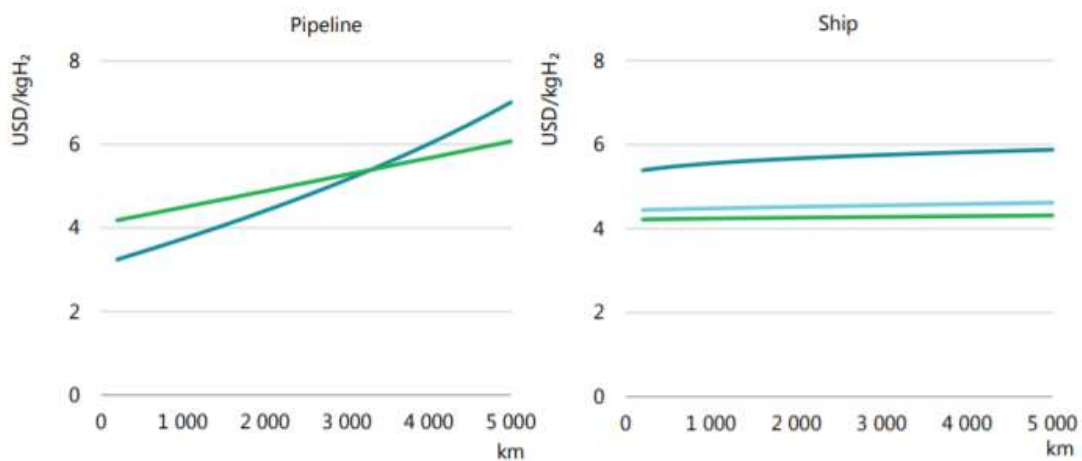
5. Nature, nombre et puissance des électrolyseurs (Source AIE)



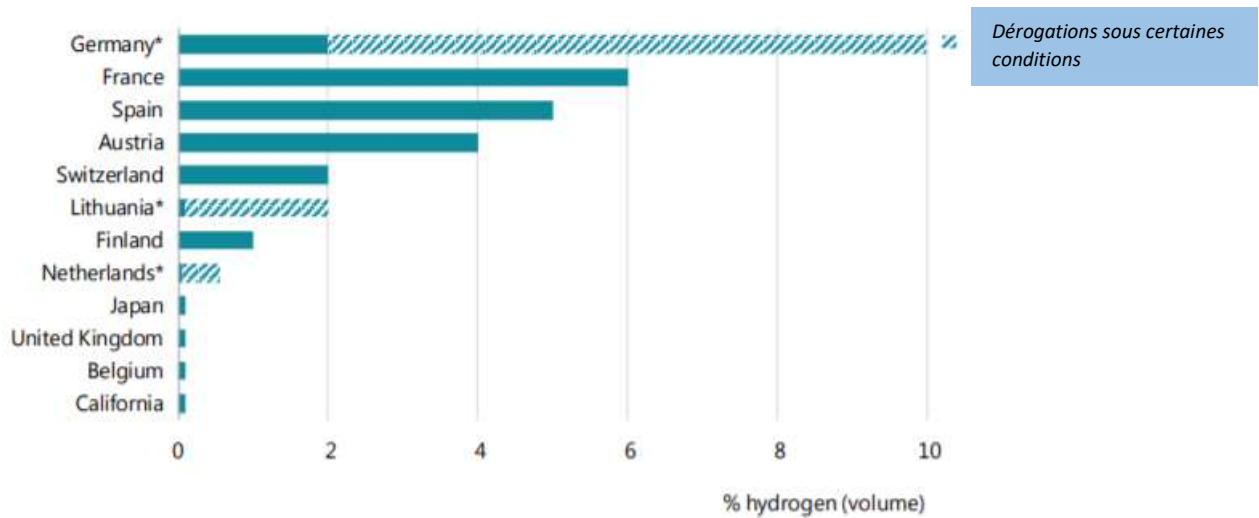
6. Evolution du prix estimé de la production d'hydrogène par hydrolyse rapport au gaz naturel selon le taux de charge de la production électrique.



7. Cout total du transport de l'hydrogène selon la distance



8. Taux d'injection d'hydrogène autorisé dans le réseau gazier

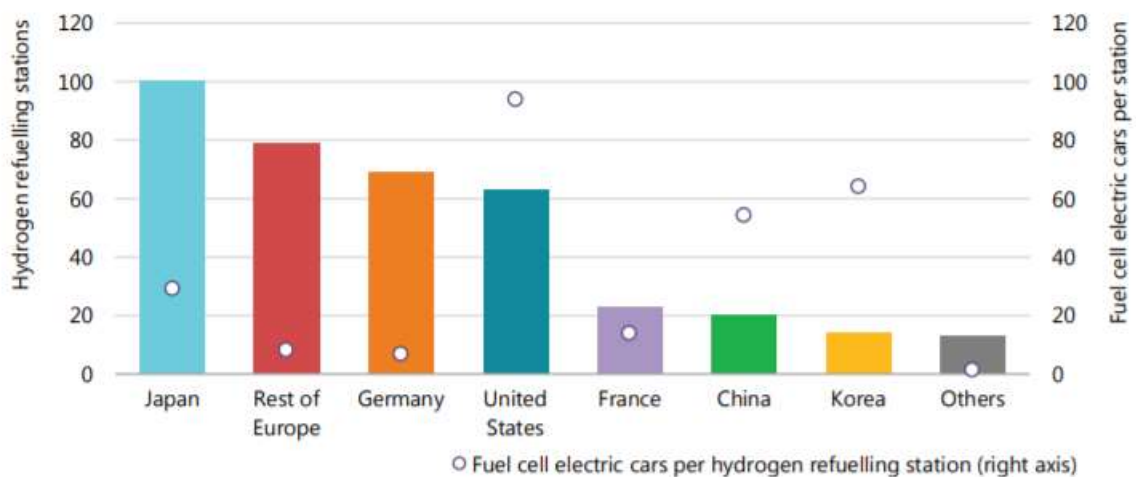


9. Nombre de véhicules à pile à combustible hydrogène vendus (source AIE).

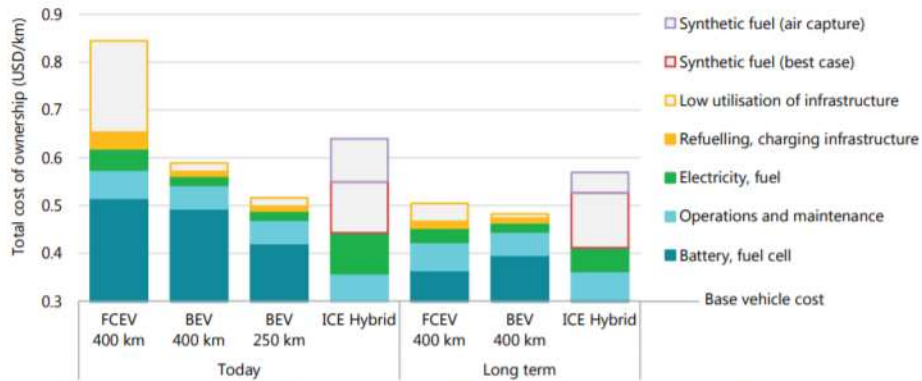


Source: AFC TCP (2019), AFC TCP Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets.

10. Nombre de station de recharge à hydrogène disponibles (source AIE).

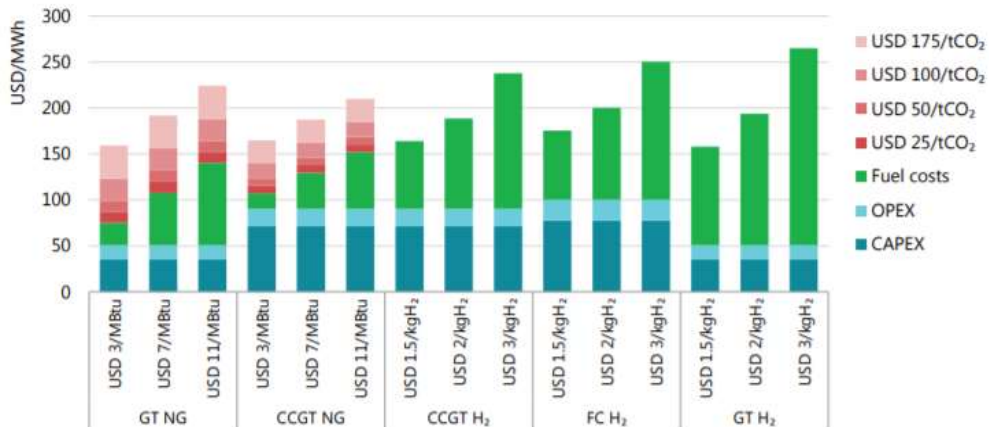


11. Coût comparé des véhicules selon leur motorisation aujourd'hui et à long terme (source AIE)



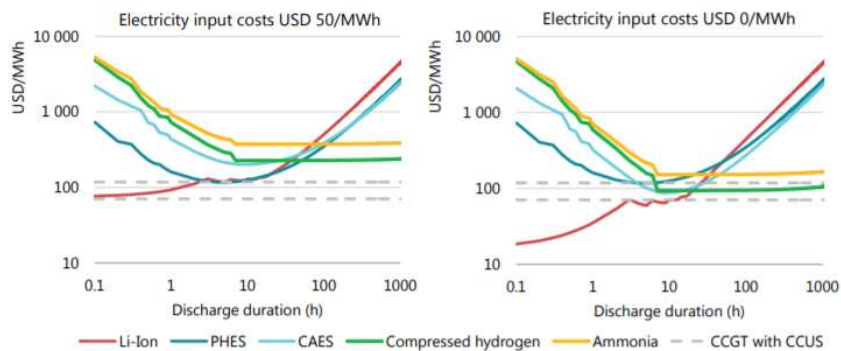
Notes: ICE = internal combustion engine. The y-axis intercept of the figure corresponds to base vehicle "glider" plus minor component costs, which are mostly invariant across powertrains. More information on the assumptions is available at [www.iea.org/energydata/energy-storage/energy-storage-costs](#)

12. Coût comparé de l'utilisation de l'hydrogène comme combustible pour produire de l'électricité face au gaz naturel (source AIE)



Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. More information on the assumptions is available at [www.iea.org/energydata/energy-storage/energy-storage-costs](#)

13. Evolution de l'hydrogène comme combustible pour produire de l'électricité selon le prix de l'électricité source et de la durée d'utilisation (source AIE)

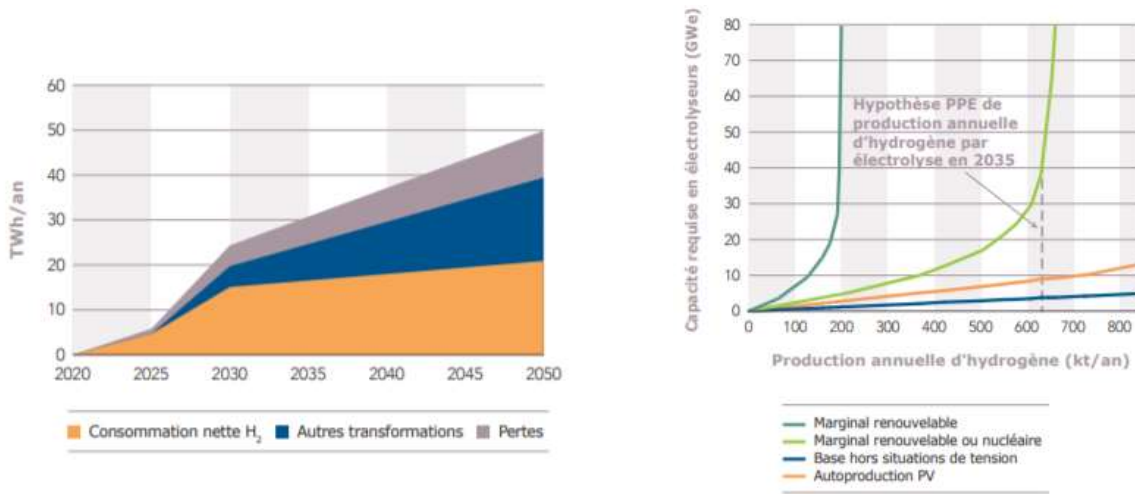


Notes: PHEs = pumped-hydro energy storage; CAES = compressed air energy storage; Li-Ion = lithium-ion battery. Compressed hydrogen storage refers to compressed gaseous storage in salt caverns, ammonia storage to storage in tanks.

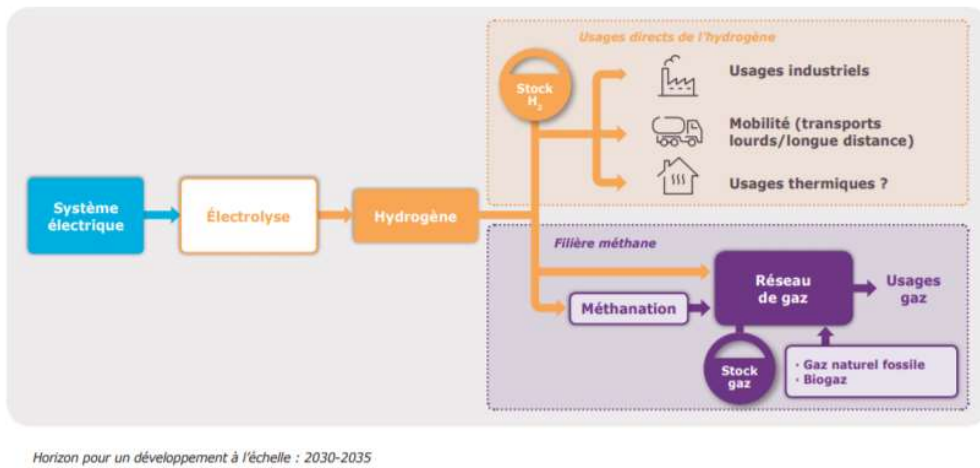
14. Comparaison des coûts complets de la production d'hydrogène par reformatage du méthane et de l'hydrolyse (Source RTE)



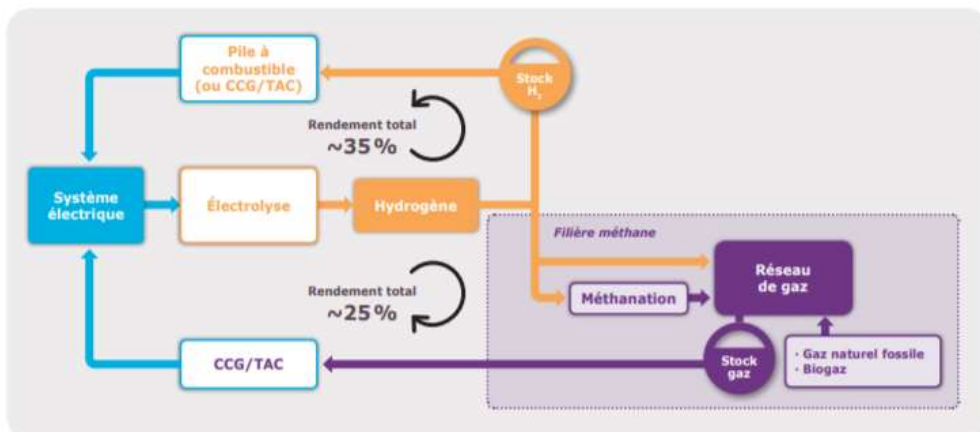
15. Perspective de besoin d'électricité et capacité d'électrolyseurs nécessaires pour produire de l'hydrogène par hydrolyse en France (source RTE)



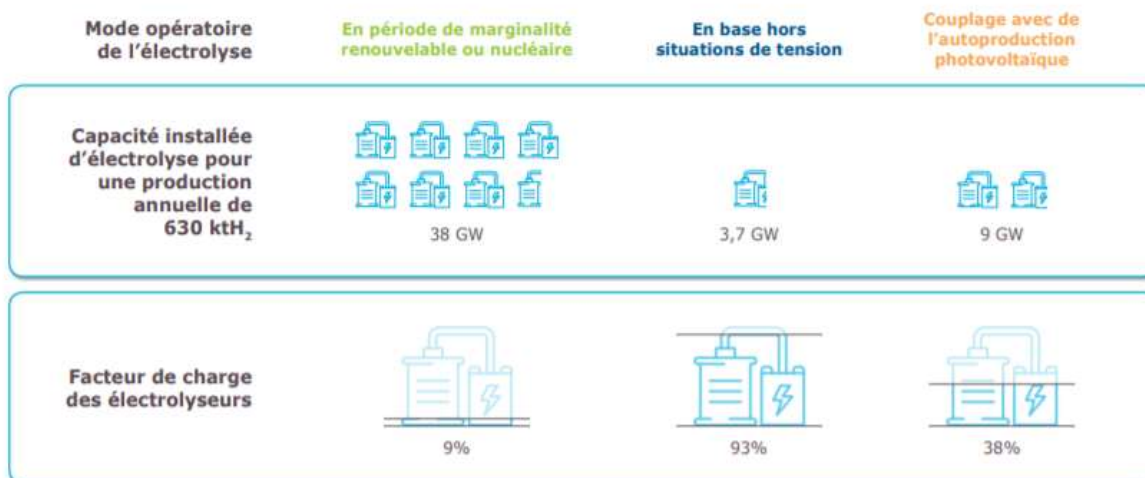
16. Simplification du cycle de l'hydrogène pour décarboner l'industrie ou verdir le gaz naturel à horizon 2030-35 (source RTE)



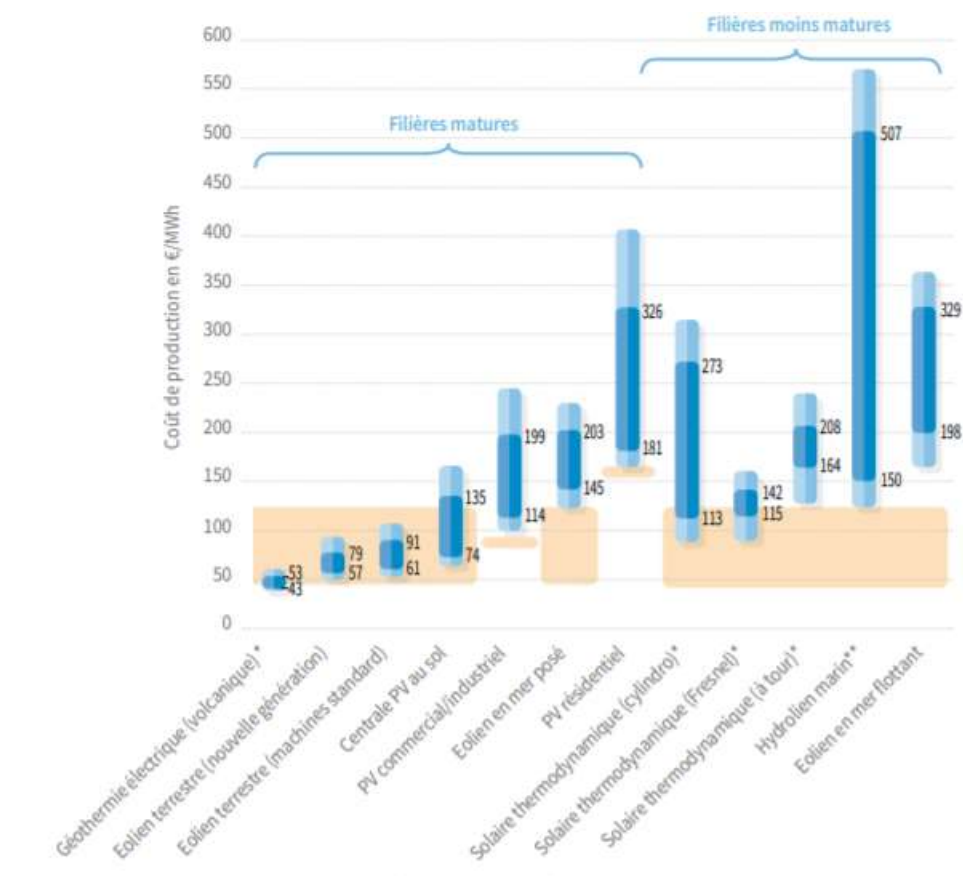
17. Simplification du cycle de production de l'hydrogène et de sa réutilisation pour produire de l'électricité d'ici 2050 (source RTE)



18. Puissance nécessaire des électrolyseurs selon le type d'électricité/facteur de charge pour produire 630 000 tonnes d'hydrogène en France en 2018.



19. Coût complet des différents types d'énergie renouvelables en France en 2019 (Source ADEME)



20. Communication de la Commission Européenne sur les critères définissant un PIIEC - ([JO C 188 du 20.6.2014, p. 4](#))

Critères relatifs à l'analyse de la compatibilité avec le marché intérieur des aides d'État destinées à promouvoir la réalisation de projets importants d'intérêt européen commun

Dans la mesure où une aide d'État peut octroyer un avantage injuste aux bénéficiaires par rapport à leurs concurrents, l'objectif du contrôle des aides d'État est de prévenir de telles distorsions. La communication de la Commission européenne vise à fournir des orientations pour l'appréciation du financement public des PIIEC sur la base des règles relatives aux aides d'État (subventions publiques). Les PIIEC sont, en général, des projets qui pallient les graves défaillances systémiques ou du marché et qui relèvent des défis sociétaux importants, qu'il serait impossible de surmonter sans ces projets.

1. Critères d'admissibilité

Pour être qualifié de PIIEC, un projet doit être d'une taille ou d'une ampleur très importante et/ou comporter un niveau de risque financier élevé.

- doit être d'un intérêt européen commun, c'est-à-dire remplir un ou plusieurs objectifs de l'UE (par exemple l'[espace européen de la recherche](#)).
- doit avoir une incidence notable sur la compétitivité, la croissance durable, relever des défis sociétaux ou créer de la valeur dans l'UE.
- doit associer plus d'un pays de l'UE et ses bénéfices doivent s'étendre à une partie significative de l'UE.
- ne doit pas seulement bénéficier aux parties impliquées, mais les bénéfices générés doivent s'appliquer à la société ou à l'économie dans son ensemble, sous la forme de retombées positives clairement identifiables (effets mesurables pour les citoyens et/ou d'autres secteurs de l'économie).

2. Critères de compatibilité pris en considération :

- Nécessité et proportionnalité de l'aide, qui ne peut pas servir à subventionner les coûts d'un projet qui aurait de toute façon été entrepris ni à compenser le risque commercial normal.
- Le projet doit prévoir une contribution au financement du projet de la part des bénéficiaires et/ou d'autres investisseurs privés.
- Prévention des distorsions indues de la concurrence et critère de mise en balance
- Une aide ne sera pas approuvée si d'autres mesures d'intervention ou d'aide entraînant moins de distorsions permettent d'atteindre le même résultat.
- Les effets négatifs de l'aide sur la concurrence ou les échanges entre pays de l'UE doivent être limités et inférieurs aux effets positifs en matière de contribution à l'objectif d'intérêt européen commun.

À PARTIR DE QUAND LA COMMUNICATION S'APPLIQUE-T-ELLE?

Les critères contenus dans la communication s'appliquent du 1^{er} juillet 2014 au 31 décembre 2020.

21. Analyse techniques et économiques des technologies d'électrolyse (AIE)

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
Operating pressure (bar)	1–30			30–80			1		
Operating temperature (°C)	60–80			50–80			650 1 000		
Stack lifetime (operating hours)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Load range (% relative to nominal load)	10–110			0–160			20–100		
Plant footprint (m ² /kW _e)	0.095			0.048					
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW _e)	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

22. Facteurs de baisse du coût des électrolyseurs selon le Laboratoire Nationale pour les Energies Renouvelables (NREL)

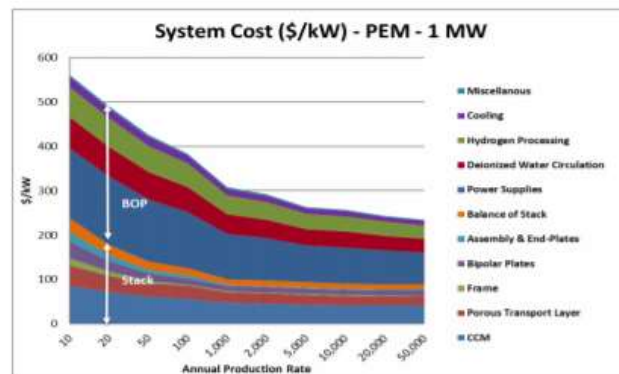


Figure ES-1. 1-MW PEM electrolyzer system cost at different annual production rates

(The annual production rate is the number of electrolyzer systems produced in one year)

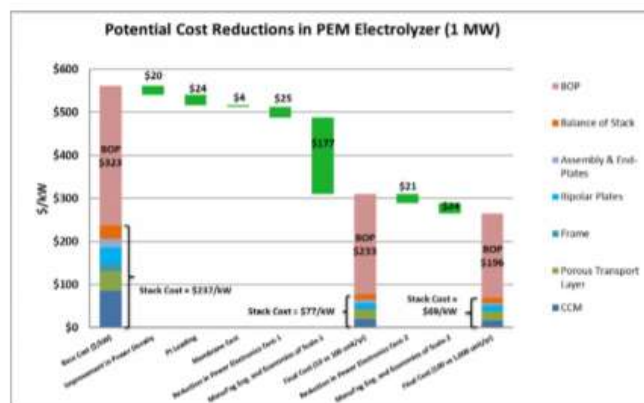


Figure ES-2. Waterfall charts showing areas where R&D can play a role in reducing the cost of the 1-MW electrolysis system