

Résumé d'un article: «Aperçus sur l'hydrogène»

L'Hydrogène est aujourd'hui un produit industriel bien maîtrisé comme produit chimique dans la fabrication des engrais ou le traitement des pétroles. Comme on espère l'utiliser pour pallier l'intermittence des renouvelables, il a été récemment promu comme un vecteur essentiel dans l'économie de l'énergie. Si on entend s'affranchir du nucléaire pilotable, il convient d'en produire de grandes quantités pour générer de l'électricité dans les périodes sans vent et sans soleil.

Dans cet aperçu, les méthodes de production sont d'abord discutées. Sans émissions de CO₂, l'électrolyse s'impose, malgré son coût de revient élevé, mais le gaz reste dans la course si le CO₂ est stocké. Malheureusement, le cycle électricité-hydrogène-électricité a un faible rendement (30%?). C'est encore pire si on passe par l'intermédiaire du méthane, gaz « vert » obtenu à partir de l'hydrogène (PtG).

Il convient alors de valoriser davantage les autres utilisations de l'hydrogène. On montre que la première envisagée, l'automobile, semble peu adaptée quand on la compare aux batteries électriques. Maintenant, les recherches se tournent plutôt vers les poids lourds, les trains et l'aéronautique, où le remplacement des hydrocarbures émetteurs de CO₂ est envisagé.

Cependant, le remplacement des hydrocarbures par l'hydrogène nécessite une grande quantité d'électricité, énergie coûteuse et de grande qualité. Or, dans le même temps, il existe sur le marché d'importantes disponibilités en gaz naturel. Et le développement de l'hydrogène, s'il doit être rapide, sera probablement dépendant du gaz naturel, qui, en l'absence de capture, est un gros émetteur de CO₂ (presque le tiers des émissions françaises).

On peut donner dans un tableau le résumé de la situation actuelle et de l'influence du prix du CO₂ (avec l'électricité à 70€/MWh, le charbon à 60\$/t et le gaz à 20\$/MWh, on confond \$ et €)

	méthane-H2 (VPH)	VPH avec capture CO2	Pyrolyse CH4	Electrolyse France	Electrolyse Allemagne	H2 -charbon
CO2 émis (kg/kg H2)	9kg	1kg	0kg	3kg	25kg	23kg
Prix du kilo 0.€/tCO2	1.5€	2.€	2.8€	5€	5€	1.5€
Prix du kilo: 50€/tCO2	2€	2.05€	2.8€	5.15€	6.3€	2.62€
Prix du kilo: 500€/tCO2	6.€	2.5€	2.8€	6.5€	17.5€	13€

Tableau 1- Les prix des divers moyens de production hydrogène en fonction du prix du CO₂

Ce sont des ordres de grandeur valables actuellement. On voit que, pour changer cet état de fait pour le CO₂ émis, de gros efforts sont nécessaires pour agir sur le mix électrique. On verra aussi qu'il existe des limites physiques qui rendent difficiles une diminution drastique des prix quant à l'utilisation de l'électrolyse. On voit aussi qu'avec un prix raisonnable du CO₂ (qui tourne en ce moment autour de 20-30€/t), le plus économique est la production d'hydrogène à partir de gaz naturel. Il est difficile d'estimer dans quelle mesure une utilisation massive de l'hydrogène dans divers domaines peut contribuer à la lutte contre le CO₂, comparée à l'utilisation directe beaucoup plus efficace du vecteur électricité.

Le but de ce papier est de donner quelques précisions dans un domaine très « médiatisé ».

Quelques éléments sur le cycle de l'hydrogène

Engouement

Les activités industrielles sont en ce moment considérées comme intrinsèquement polluantes, et nos gouvernements, à la recherche de pureté, projettent d'investir des milliards dans l'hydrogène (7G€ en France, 10G€ en Allemagne). En France, il est très clair que le succès de l'hydrogène a été assuré lorsque le ministre de l'écologie s'est convaincu qu'il tenait là le moyen de pallier l'intermittence de l'électricité éolienne et photovoltaïque (ENRi, « i » pour intermittentes). Ce financement tient lieu d'injonction pour des industries et des laboratoires exsangues avec la crise du coronavirus. L'Académie des technologies a essayé d'apporter un peu de rationalité dans ce domaine¹, mais il semble que les décisions gouvernementales soient essentiellement justifiées par des études du cabinet «McKinsey»² sur la transition énergétique³, pour les voitures⁴ et pour l'aviation⁵. Il peut paraître étonnant que des décisions importantes soient l'affaire d'un cabinet de conseil US plutôt que celle des nombreux experts (académies, corps d'état formés à la culture industrielle : mines, ponts, Commissariat au plan...) que compte encore notre pays.

L'hydrogène est aujourd'hui un produit chimique utilisé par l'industrie que l'on destine maintenant au transport et à la transformation de l'énergie. Ce n'est pas une source d'énergie, ce qui veut dire qu'il sera fabriqué à partir d'une source d'énergie préexistante. Vis-à-vis du grand public, on avance les perspectives mirifiques de la « civilisation hydrogène », où ce vecteur est censé répondre à tous les problèmes créés par le monde moderne. On va essayer donc à travers les cycles proposés de regarder les avantages comparés de l'hydrogène et de l'électricité « traditionnelle » quand on veut remplacer les carburants fossiles. Ce sera fait surtout à propos de l'automobile qui est un domaine où le remplacement des hydrocarbures est possible et urgent.

Il faut donc discuter d'un côté des moyens et des coûts des diverses voies de production de l'hydrogène, de l'autre ses utilisations. Pour effectuer des comparaisons, il convient de donner à la fois des idées de rendement thermique (thermodynamique) et des idées de prix. Une erreur courante est en effet de croire qu'avec une politique suffisamment volontariste, on peut faire n'importe quoi sans tenir compte des lois de la Physique et des problèmes de coûts.

Caractéristiques physiques

L'hydrogène (H₂) a un PCS (Pouvoir Calorimétrique Supérieur) de 39kWh/kg et un PCI (Pouvoir Calorimétrique Inférieur) de 33 kWh/kg. La différence dépend de la condensation ou non de l'eau produite. Il pèse 89g/m³ à pression ambiante, 71kg/m³ sous forme liquide vers 20K (-253°C) et 42kg/m³ sous forme comprimée à 700bars et 20°C.

1 [http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2020/08/27/07/45/05/7b8bf8e7-68cd-43e0-9d53-c1200eb9665d/Synthese%20et%20recommandations%20Final%20\(2\).pdf](http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2020/08/27/07/45/05/7b8bf8e7-68cd-43e0-9d53-c1200eb9665d/Synthese%20et%20recommandations%20Final%20(2).pdf)

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

3 <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20H2%20MTE%20CEA%200106.pdf>

4 <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles>

5 <https://www.mckinsey.com/industries/travel-logistics-and-infrastructure/our-insights/scaling-sustainable-aviation-fuel-today-for-clean-skies-tomorrow#>

L'hydrogène forme avec l'air un mélange explosif (exemple: les salles des machines de Fukushima) et son utilisation exige d'importantes mesures de sécurité. Par exemple, il est interdit dans les parkings souterrains. Ces mesures sont détaillées dans un document de l'association de promotion de l'hydrogène⁶. Comme dans toute activité humaine, il existe un certain nombre de dangers que l'on peut maîtriser en y mettant le prix, comme cela se passe avec les centrales nucléaires. Par exemple, les stations de recharge de véhicules à hydrogène sont deux fois plus chères au Japon qu'en Allemagne à cause d'exigences de sécurité plus sévères.

1-Générer de l'hydrogène

Il existe deux sources principales viables de production d'hydrogène:

-Source fossile-

Il s'agit essentiellement de l'utilisation du gaz naturel, où le méthane est utilisé. La réaction de base actuellement dominante est le vaporeformage (VPH) par la réaction (simplifiée):



C'est celle qui émet le moins de CO₂, à peu près 9kg CO₂ pour un kilo de H₂. Elle semble amenée à se développer, compte tenu des importantes réserves de gaz actuelles (Russie, gaz de schistes..). On peut espérer limiter les émissions en capturant et en stockant le CO₂ (CCS). Comme c'est une réaction endothermique, elle consomme ~3.3kg de méthane pour un kilo de H₂, ce qui fait ~46kWh d'énergie de gaz naturel. Au prix du gaz actuel (15-25€/MWh), c'est 0.5-1€/kgH₂. Cela fournit un prix de base aux alentours de 1.5€/kgH₂. Le stockage de CO₂ est envisagé, avec un surcoût de l'ordre de 50€/t de CO₂.

Pour éviter d'avoir à stocker le CO₂, la pyrolyse du méthane est envisagée, elle donne du carbone solide qui est plus facile à stocker. Le contenu énergie de l'hydrogène sortant est 44 % de celui du méthane, et on estime que ce procédé sera rentable par rapport au VPH si le prix du CO₂ est au-delà de 70€/t⁷.

-Electrolyse de l'eau-

L'électricité est alors la source d'énergie. Avec les accessoires, il faut ~55kWh d'électricité pour produire un kilo de H₂ gazeux. Cela peut être diminué en opérant à haute température (600-900°C), mais il faut trouver une source d'énergie peu chère pour préchauffer l'eau. On a pensé p. ex. aux

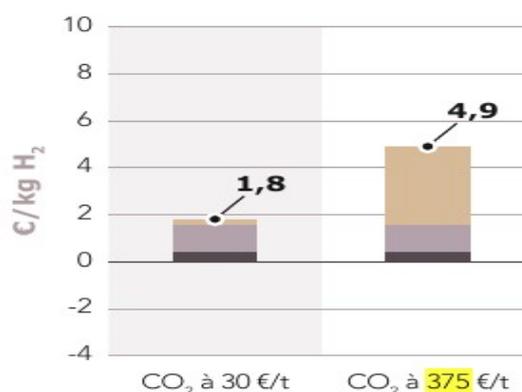


Fig. 1. Estimations de RTE du prix de l'hydrogène avec différents prix du CO₂. U prix de 375€/t CO₂ est nécessaire pour rendre l'électrolyse rentable vis à vis du gaz naturel.

6 http://www.afhyac.org/documents/tout-savoir/Fiche%207.2%20-%20S%C3%A9curit%C3%A9_R%C3%A9v.%20avril%202020%20PM.pdf

7 P. J. Valayer, O. Vidal, N. Wouters et MCM van Loosdrecht; J. Cleaner Prod., 337 (2019), 117820

réacteurs nucléaires très haute température (THTR), qui semblent abandonnés. Au prix de l'électricité actuel, de 70 à 100€/MWh, avec les prix des installations, il est difficile d'imaginer un prix de l'hydrogène inférieur à 5€/kg. Cela semble bien compris dans le récent rapport de RTE⁸, qui fixe à 375€/t CO2 la taxe carbone qui ramènerait le prix de l'électrolyse à celui du VPH en 2035 (voir Fig.1). La taxe carbone fluctue depuis quelques années entre 10 et 30€/t. La taxe carbone de 375€/t CO2 représente à peu près une charge de 3.4€ par kilo du H2 obtenu par VPH.

-Les procédés thermo-chimiques-

Le CEA a beaucoup travaillé sur le cycle iode-soufre pour décomposer thermiquement l'eau, en utilisant par exemple des réacteurs THTR. Cela semble abandonné.

-Une classification surprenante-

On trouve dans les textes européens que l'hydrogène est classé « gris » s'il est obtenu par VPH, qui émet du CO2 (voir figure 2), l'hydrogène est classé « bleu » s'il est obtenu par l'électricité française basée sur le nucléaire et « vert » s'il est obtenu par de l'électricité entièrement renouvelable. Pour résumer, une production de 1 kg H2 par électrolyse en France ou en Suède émet moins de 3kg CO2 et 25kg en Allemagne. Sur la figure 2, le seuil de 36.4gCO2/MJ représente ~5kg CO2/kg H2. On peut craindre que cette limite assez élevée corresponde à un « mix » mi gaz-mi ENRi. Cette volonté de séparer ainsi les « couleurs » de l'électricité montre combien la politique hydrogène est conçue comme une arme de combat contre l'énergie nucléaire et que les émissions de CO2 ne sont pas le problème principal de la Commission Européenne.

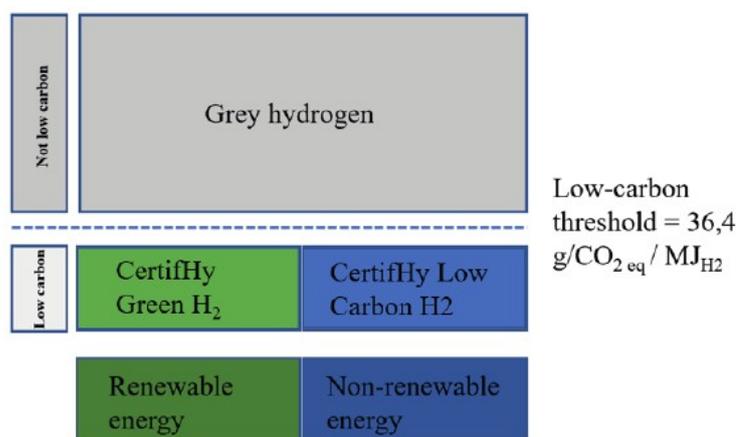


Fig. 2. Un exemple de la classification européenne: le but est de différencier l'électricité nucléaire de l'électricité ENR: seul le gaz «vert» peut être subventionné.

-Bref historique-

Dans la première moitié du 20ème siècle, les besoins en hydrogène ont été essentiellement pourvus par l'électrolyse. La chute des prix du pétrole en dessous de 18\$/baril, et celle concomitante du gaz naturel, dans les années 1980 a rendu caducs les efforts français (Commission « Ornano », pilote Waziers, abandonné en 1992) d'utilisation de l'électricité nucléaire en heures creuses, et on s'est essentiellement tourné vers le gaz naturel⁹ et les carburants fossiles pour produire du H2. Il reste aussi une importante contribution du charbon (20%) et du pétrole (30%). Cela peut faire douter que l'électrolyse s'impose si le prix de revient de la production par le gaz reste inférieure, sauf à avoir un prix du CO2 suffisant (voir tableau dans le Résumé).

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

9 Voir historique de Christian Bailleux : « L'hydrogène de 1781 à nos jours »

2-Actualité et futur proche

Aujourd'hui l'hydrogène est un produit industriel important, essentiellement dans la production des engrais et dans l'industrie pétrolière. La France en consomme ~1Mt, et cela émet ~10Mt de CO₂ (2-3% de nos émissions de CO₂) par an pour le produire. L'entreprise française « Air Liquide » a un savoir faire reconnu mondialement dans ce domaine.

Le poste industriel est le premier où l'électrolyse pourrait apporter une contribution. Il est prévu dans les plans gouvernementaux de lancement de l'hydrogène de produire 0.4Mt de H₂ par électrolyse en 2028. Cela peut paraître modeste, mais cela représente 22TWh, 4 % de la production électrique française¹⁰, presque deux fois celle de Fessenheim que l'on vient de fermer. Il faut être conscient que la chimie a des coûts fortement dépendants de ses matières premières (H₂, CH₄) et que beaucoup d'industries chimiques ont été déjà rapatriées au Texas à cause du bas prix des gaz de schistes. Le remplacement de 1Mt H₂ par l'électrolyse coûterait autour de 3.4G€ par an d'après les estimations de RTE (voir figure 1) et nécessite 10% de notre production électrique actuelle. Qui paiera ?

Il est envisagé d'utiliser l'hydrogène pour produire de l'acier par réduction du minerai de fer. Il faut alors ~50kg de H₂ pour une tonne de fer, qui est ensuite traité en aciérie électrique. La France produisant ~16Mt d'acier aurait donc besoin de 800kt de H₂. Comme on émet en France ~1.2t de CO₂ pour une tonne d'acier, l'hydrogène paraît bien adapté. L'acier se vend ~500€/t, cela augmenterait son prix de ~250€ si l'hydrogène était obtenu par électrolyse, et cela nécessite 45TWh d'électricité, 9% de la production électrique actuelle de la France.

3-Les utilisations prévues à plus long terme

-Un exemple: utiliser l'hydrogène dans les automobiles

Il s'agit d'utiliser la pile à combustible (PAC) pour obtenir de l'électricité qui anime la voiture (VH₂). C'est la pile « PEMFC » (proton exchange membrane fuel cells) qui suscite de l'intérêt, avec de l'hydrogène gazeux stocké sous forme comprimée, essentiellement à 700bars, parfois à 350bars. Ces piles sont chères, bien que Toyota annonce qu'il a « crevé » le plancher de 1000€/kW, autour de 500€/kW. Si on veut une voiture capable de donner 100 kW (136 CV), cela représente ~50000€. En complément, il est nécessaire de prévoir une batterie. Tout cela explique que la Mirai de Toyota coûte ~80,000€ TTC¹¹. Pour couvrir 100km, il faut à peu près un kilo de H₂. Outre le prix de H₂ ci-dessus discuté, le transport (ou l'électrolyse locale) et la distribution (une



Fig. 3-La Mirai de Toyota: 10000 ventes depuis 2015, au rythme de 2000 par an dans le monde.

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

11 https://fr.wikipedia.org/wiki/Toyota_Mirai

station alimentant 50VH2 par jour coûte de 1 à 4 M€¹²) font que le prix affiché par les stations en Allemagne est de l'ordre de 10€/kg¹³. Pour les rendements, la PAC dépasse difficilement 50%, et, compte tenu des autres pertes, le rendement réel de la conversion est de 40%. Evidemment, on va récupérer l'énergie de freinage, voire de descente, mais c'est la batterie qui permet cela, pas l'hydrogène.

Actuellement, l'installation d'un nombre significatif de stations H2 est en cours, lourdement subventionné par les divers pays et par les régions. Par exemple un plan de 20 stations hydrogène en Auvergne Rhône Alpes (AuRA) nécessite d'y consacrer les 2/3 d'un budget d'investissement de 70M€, dont 15M€ de la région, 14.4M€ de l'ADEME et 10.1M€ de l'Europe¹⁴. Aujourd'hui, la plupart des stations sont approvisionnées par camion et l'hydrogène est obtenu par VPH.

Compte tenu que des dépenses importantes sont déjà engagées pour ce mode de déplacement, on peut s'essayer à une rapide comparaison avec les autres solutions proposées. Une voiture consomme autour de 7l/100km, et cela fait 10€ de carburant, ce qui est équivalent à la solution VH2. Ces 7litres émettent ~17kg CO2, ce qui est plus que H2 par VPH (9kg). Mais la comparaison avec la voiture électrique (VE) avec batterie est sans appel : 15kWh/100km, cela coûte ~3€ (avec 200€/MWh) en électricité. Les émissions de CO2 pour 100km sont alors de 0.8kg en France et 7kg en Allemagne, ce qui devrait conduire la France à des choix évidents, qui devraient être adaptés à la réalité de notre parc de production électrique et pas copiée sur l'Allemagne. On résume cela sur le tableau 1 (bien sûr il faudrait tenir compte des émissions « grises » dues à la production des PAC, des batteries..).

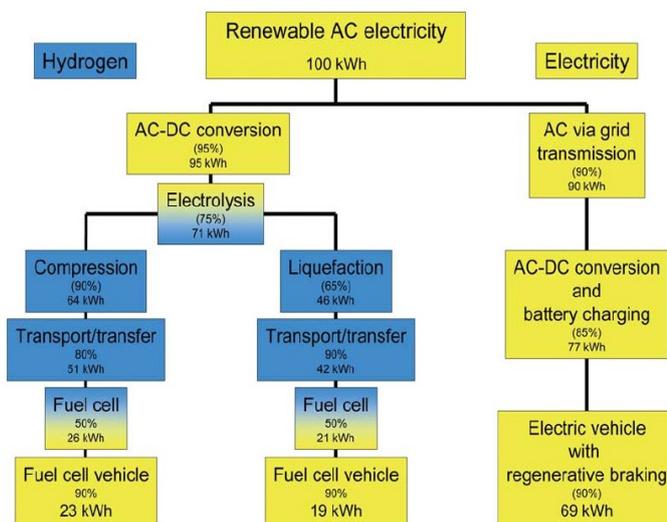


Fig. 4- Estimation des rendements "de la centrale électrique à la roue". Uli Bossel part d'une production d'électricité de 100kWh et montre qu'in fine le véhicule hydrogène reçoit 3 fois moins d'énergie qu'un véhicule avec batteries

12 (Etude NREL) : International Journal of Hydrogen Economy, 44, 12010 (2019), p. 12015

13 9.28€/kg d'après <https://www.petrolplaza.com/news/26116>

14 <https://www.auvergnerhonealpes.fr/actualite/799/23-en-pointe-sur-l-hydrogene-la-region-au-rendez-vous-d-hyvolution-2020.htm>

	Émissions CO2 électricité	VH2 avec VPH (gaz sans CCS)	VH2 avec électrolyse	VE avec batteries	Voit. essence
unités	kg/MWh	kg CO2/100km	kg CO2/100km	kg CO2/100km	kg CO2/100km
France	55	9	3.	0.8	17
Allemagne	450	9	25.	7	17

Tableau 1. Comparaison des émissions des divers types de véhicules entre France et Allemagne

Il faut aussi ajouter que si un VE nécessite autour de 20kWh pour 100km au niveau de la production d'électricité, il faut au moins 60kWh pour amener un kilo de H2 dans la VH2. Cela fait une très grosse différence quant à la production d'électricité nécessaire à la totalité du parc automobile : 84TWh pour 30millions de VE parcourant 14,000km, le triple, voire le quadruple, pour les VH2, alors que la production française est ~530TWh. Cela est souvent résumé avec la figure 4 due à Bossel (2006)¹⁵

Actuellement, seules des marques japonaises (Toyota, Honda) et coréenne (Hyundai) proposent des VH2. La Mirai de Toyota est vendue à ~2000 ex. par an à travers le monde depuis 5 ans. Excepté BMW, les constructeurs européens ont abandonné ce créneau, Daimler¹⁶ se recentrant sur les poids lourds. En Europe, les constructeurs de voitures font un très gros investissement sur la voiture électrique à batterie (VW parle de 30G€) pour suivre les exigences de diminution des émissions de CO2. Il reste quelques « start ups ».

-Les poids lourds ? Les chemins de fer ?

Les poids lourds sillonnent l'Europe et il peut sembler difficile de leur demander de rouler sur des batteries, c'est pour cela qu'on envisage de les équiper de PAC. Les poids lourds consomment en France ~7Mm3 de fuel, et émettent ~17Mt de CO2. Pour remplacer ce carburant par de l'hydrogène d'électrolyse, il faut 110TWh d'électricité. Il serait peut-être utile d'étudier davantage la solution ferroutage, déjà mise en œuvre en Suisse pour la traversée des Alpes. Si le trajet final est suffisamment court, les batteries peuvent être ensuite utilisées. Dans l'encadré ci-dessous, on montre combien une étude attentive d'autres solutions serait nécessaire.

Alstom a récemment acheté la solution hydrogène Coradia-Lint développée par une entreprise allemande¹⁷. Alstom destine ces automoteurs aux lignes régionales non électrifiées. Ces rames embarquent 190kg d'hydrogène et devraient remplacer les automoteurs diesel. Là aussi la question du coût de cette solution devrait être comparée à l'utilisation de batteries. Cette dernière solution apparaît bien moins coûteuse, mais il faut accepter d'embarquer jusqu'à 15t de batteries dans une rame qui pèse 100t. Compte tenu des coûts d'infrastructure hydrogène et de la dépense en électricité (le triple d'une solution batteries) qu'induirait l'électrolyse, on peut espérer que les financeurs régionaux que la SNCF sollicite étudieront sérieusement le problème.

15 <https://phys.org/news/2006-12-hydrogen-economy-doesnt.html>

16 <https://electrek.co/2020/04/22/daimler-ends-hydrogen-car-development-because-its-too-costly/>

17 https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20150608-vollversammlung-statusseminar-brennstoffzelle/sprotte_bzbetriebenerhybridtriebzug.pdf

-L'aviation

C'est le domaine où une substitution des carburants fossiles est le plus difficile. La compagnie Airbus, répondant à un financement de 2G€ annoncé par le ministère, sur la foi d'un rapport de McKinsey¹⁸, a mis en place un plan pour commercialiser des avions H2 en 2035¹⁹. Outre les nombreuses impasses que l'on rencontre à la lecture du rapport McKinsey, il semble que la principale difficulté viendra du prix du carburant : il faut utiliser de l'hydrogène liquide. Or la liquéfaction exige ~12kWh/kg supplémentaires et une très lourde infrastructure de manutention/transport. Il est difficile d'imaginer que le prix du kilo de H2 descende en dessous de 7-8€/kg si on utilise l'électrolyse, et cette solution sera encore en 2035 en concurrence avec le kérosène : équivalent à un kilo de H2, il faut 3 litres de kérosène, qui coûtent ~2€ avec un baril à 100\$. Or le carburant est 29 % du coût du transport aérien. Un problème est le financement de cette reconversion : un nouvel avion coûte ~10G€ en investissement -on annonce trois modèles²⁰. De plus, cela induit un complet changement de mode de propulsion dans toutes les infrastructures des aéroports, avec à l'arrivée le risque de dupliquer l'opération « Concorde » : l'accord franco-britannique de l'époque est remplacé ici par un accord franco-allemand, scellé aussi au plus haut niveau, sans beaucoup tenir compte d'études économiques ou techniques, comme en mène la NASA^{21 22 23}, pourrait en mener l'ONERA en France ou en mène l'Agence Internationale du Transport Aérien (IATA)²⁴.

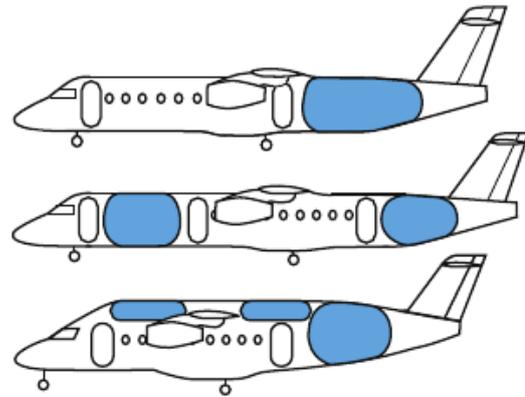


Fig.5 -Les réservoirs d'hydrogène dans un avion régional

Comme l'hydrogène liquide occupe un volume quatre fois supérieur au kérosène, la figure 5 donne une idée de la place occupée par les réservoirs dans un avion de transport régional. Bien sûr, on a du mal à imaginer des avions fonctionnant avec des batteries, mais il existe des études d'avions hybrides²⁵, et l'électricité permettrait de diminuer de ~5 % les émissions liées aux déplacements au sol dans les aéroports.

L'aviation émet ~900Mt de CO2, sur les ~35Gt émises par l'humanité. Le pourcentage de 2. 5% des émissions de CO2 a peu varié depuis 30 ans, il paraît donc peu urgent de s'investir dans

18 https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf

19 <https://www.airbus.com/newsroom/press-releases/en/2020/09/airbus-reveals-new-zeroemission-concept-aircraft.html>

20 <https://www.aerocontact.com/videos/90585-live-introducing-zeroe>

21 <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20140008324/downloads/20140008324.pdf>

22 <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20150017039/downloads/20150017039.pdf>

23 <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20140008324/downloads/20140008324.pdf>

24 <https://www.iata.org/contentassets/8d19e716636a47c184e7221c77563c93/technology20roadmap20to20205020no20foreword.pdf>

25 https://www.researchgate.net/profile/Joaquim_Martins/publication/327085495_Electric_hybrid_and_turboelectric_fixed-wing_aircraft_A_review_of_concepts_models_and_design_approaches/links/5e4934d092851c7f7f3e61ee/Electric-hybrid-and-turboelectric-fixed-wing-aircraft-A-review-of-concepts-models-and-design-approaches.pdf

une technologie difficile, plutôt que « garder des portes ouvertes » et d'améliorer l'efficacité des avions actuels. En outre, l'utilisation de H2 multiplie par 2.5 les émissions de H2O en altitude. Or on estime (c'est discuté) que les microcristaux de glace doublent déjà l'effet de serre du CO2 dû à l'aviation (« contrails », cirrus).

4-Le stockage de l'énergie électrique.

Il s'agit du problème principal : le gouvernement n'a affirmé son soutien massif à l'H2 que le jour où N. Hulot a été convaincu qu'il tenait là un moyen de se passer du rôle de colonne vertébrale que joue l'énergie nucléaire dans le système électrique français. Il en est de même pour l'Allemagne, qui devrait fermer toutes ses centrales nucléaires en 2022 et ses centrales charbon en 2038. En effet, il est difficile si on prétend s'appuyer sur le solaire et l'éolien (ENRi) de s'affranchir des périodes qui peuvent s'étendre sur des semaines avec peu de vent et de soleil. Il semble que toutes les utilisations de l'H2 énumérées ci-dessus soient des justifications apportées a posteriori pour résoudre ce problème. Depuis plusieurs années, il apparaît que les méthodes avancées ne sont pas suffisantes : manque de sites pour les stations de pompage-turbinage (STEPs), inefficacité du stockage par air comprimé (CAES). Le foisonnement des productions éoliennes s'est aussi avéré très limité à l'échelle de l'Europe²⁶²⁷. D'où la concentration de moyens sur l'hydrogène pointée en introduction. Si les batteries fournissent un secours pour les fluctuations quotidiennes de la consommation-production, l'hydrogène est conçu pour des stockages de plus long terme, y compris saisonniers, comme montré ci-dessus (figure 6)

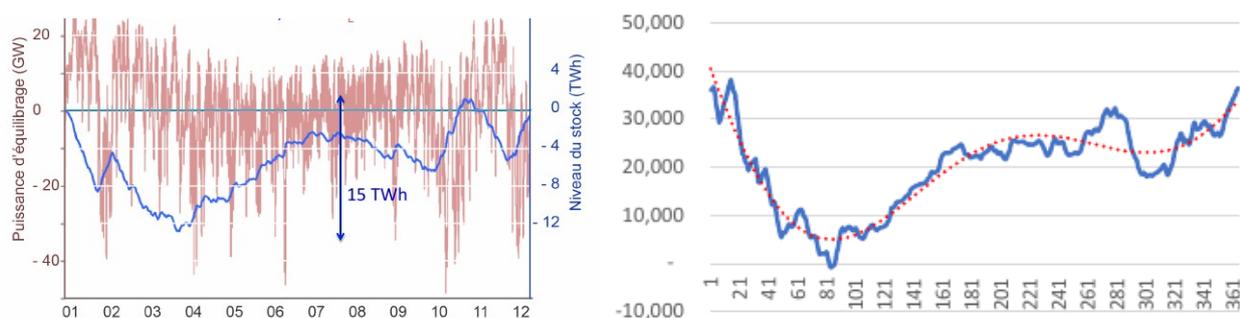


Fig. 6. Ces deux figures donnent des estimations des besoins de stockage dans une configuration avec 50% de nucléaire (à gauche, en TWh, en rouge production intermittente, en bleu, le niveau de stockage représenté par un déficit) et 100% ENR à droite, en GWh (2015) si l'on ne dispose pas du «backup» nucléaire (ou fossile par le gaz..).

Les besoins en stockage électriques ont été étudiés dans le cadre du modèle 50 % nucléaire, avec les fermetures de centrales interdisant au nucléaire son rôle de « backup » par D. Grand²⁸ et avec les 100 % renouvelables proposés par l'ADEME par J.P. Chevalier et al²⁹. La Fig. 6 montre

26 <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/intermittence-et-foisonnement>

27 https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/interm_enr.pdf

28 https://www.hydro21.org/wp-content/uploads/presentations-focus-hydro2018/Hydro21_colloque2018-grenoble_1-Grand.pdf

29 Enerpresse, N°12609 – Mercredi 8 juillet 2020, p. 11

l'étendue des besoins de stockage. Dans le scénario 100 %, l'électricité sortant du stockage H2 peut atteindre au maxi chaque année ~50TWh, ce qui veut dire, compte tenu des rendements des électrolyseurs et des PAC ~150TWh d'électricité entrante. Il faut que la puissance d'électrolyse soit autour de 100GWe et la puissance en sortie des PAC de 50GW pour être capable de délivrer 1.2TWh d'électricité avec des PAC dans une journée. Ce système complexe, où il convient d'utiliser 12GW de batteries..., conduit à une estimations du prix de l'électricité à 170€/MWh.

En Allemagne, l'abandon du nucléaire en 2022 et celui programmé du charbon en 2038 aboutit aussi à de très importantes productions de H2 : on trouve dans le programme « agora energiewende »³⁰ des estimations comparables à celles de la figure 6 ³¹: en 2030, stockage de 60TWh de H2 (1.6Mt) à partir de 85TWh d'électricité ; en 2050 432TWh de H2 dont 348TWh importés, p. ex. d'Afrique du Nord (AFN) à partir du photovoltaïque .

Compte tenu des aléas de la politique suivie, le risque en France est qu'on « tue » le nucléaire et qu'on soit obligé de s'appuyer sur des centrales au gaz pour assurer le « backup » des ENRi.

5-Le transport de l'hydrogène à distance.

L'utilisation massive de H2 comme vecteur énergétique est envisagée dans des pays qui ont peu de ressources naturelles pour développer des ENR pilotables comme l'hydraulique et qui entendent éviter de s'appuyer sur l'énergie nucléaire. L'exemple est fourni par l'Allemagne et le Japon. Les premiers, les Allemands sont en train de ranimer le vieux projet « desertec ». Un récent accord a été signé avec l'Algérie pour développer le photovoltaïque (PV) et générer de l'hydrogène qui serait transporté liquéfié par bateau (voir photo ci-jointe d'un bateau cryogénique imaginé au Japon), les seconds se sont adressés à l'Australie³² pour transformer leurs immenses ressources de lignite en hydrogène, avec -bien entendu- CCS (quand ? Où?). Le Japon compte utiliser cet hydrogène pour générer de l'électricité dans des centrales à cycle combiné (rendement ~60%).



Fig. 7- Projet de transport de H2 liquide

6-Le power-to-Gas

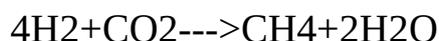
Pour utiliser l'hydrogène largement, il convient de le distribuer. Actuellement, cela se fait par l'intermédiaire d'un réseau de gazoducs spécifiques dans le Nord de la France et au Benelux et dans la région de la Ruhr. Pour le reste, il est transporté -liquide ou comprimé- par camions. Son

30 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_193_KNDE_Executive-Summary_EN_WEB_V111.pdf

31 <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/en/Publications/fraunhofer-magazine-3-2020/Fraunhofer-magazine-3-2020.pdf>

32 <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/hydrogene-japon>

injection dans la distribution de gaz naturel pour les particuliers semble de peu d'intérêt économique -pourquoi mélanger une ressource de haute valeur avec du gaz?- et limité techniquement. Cependant, cela est envisagé dans le process dit « power to gaz » (PtG) où on crée du méthane par la réaction de Sabatier, qui inverse la réaction VPH :



Cette réaction (simplifiée) est exothermique et on perd ~30 % de l'énergie stockée dans H₂. Le PtG est envisagé car le stockage et le transport du méthane sont bien maîtrisés. Le rendement global électrolyse-PtG est inférieur à 50 % entre l'électricité et le contenu thermique du méthane³³. On étudie la récupération de l'énergie thermique pour atténuer les besoins de chauffage de l'électrolyse haute température. Les mouvements antinucléaires (p. ex. Negawatt³⁴) sont très favorables à l'utilisation du gaz, quelle que soit son origine, plutôt que l'électricité, surtout quand elle vient du nucléaire. Notons que la consommation annuelle de gaz naturel en France est de 430TWh, ce qui mobiliserait 800TWh de production électrique, alors que celle-ci est de ~530TWh. Il existe des projets de synthèse d'hydrocarbures (p. ex. pour l'aviation) qui ont des rendements encore plus mauvais.

Peut-on diminuer les prix en étant intermittent ?

La grande difficulté du développement de l'hydrogène obtenu par électrolyse est son prix. Pour obtenir un kg, il faut 55kWh. Le prix de l'électricité est une composante déterminante pour l'avenir. On trouve les prix pratiqués actuellement³⁵ en France et en Allemagne pour des sites industriels : 73 et 90€/MWh respectivement. En Allemagne, les sites gros consommateurs se voient exempter de la taxe renouvelables, et cette exemption a récemment été étendue aux sites produisant de l'hydrogène. Il est raisonnable d'estimer que des sites H₂ se verront appliquer un tarif autour de 70€/MWh.

Actuellement, les prix du marché tournent autour de 30-50€/MWh (avec des fluctuations énormes), cela est dû à la non-inclusion des renouvelables dans le marché, subventionnés en France à tarif fixe (en 2021, 92.4€/MWh pour éolien et 278.2€/MWh pour le PV)³⁶ et aux productions à bas prix du lignite en Allemagne et du nucléaire en France. En outre, l'électricité achetée doit payer ensuite taxes et frais d'acheminement (TURPE en France). L'arrêt des centrales au charbon en Allemagne et en France le renouvellement des centrales nucléaires (ou l'utilisation du gaz) vont renchérir la production. Il y a donc peu d'espoir de voir les prix diminuer. Comme on observe d'importantes variations des prix du marché, qui deviennent même négatifs quand le vent souffle et que le soleil brille à l'excès, il est tentant de ne faire fonctionner les électrolyseurs qu'en période de surproduction, où les prix sont bas. C'est l'objet d'une installation préindustrielle à Mayence (Allemagne)³⁷.

33 En récupérant la chaleur de réaction de méthanation pour l'électrolyse HT, on espère avoir un rendement de 70 %

34 <https://www.actu-environnement.com/ae/news/gaz-renouvelable-changement-usage-negawatt-35485.php4>

35 <https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/>

36 <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2021> Annexe 1 tableau 2

37 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/140/>

EnergygiemarkMainzoperationalandeconomicalanalysisoftheworldwidelargestpowertogasplantwithPEMelectrolysis.pdf

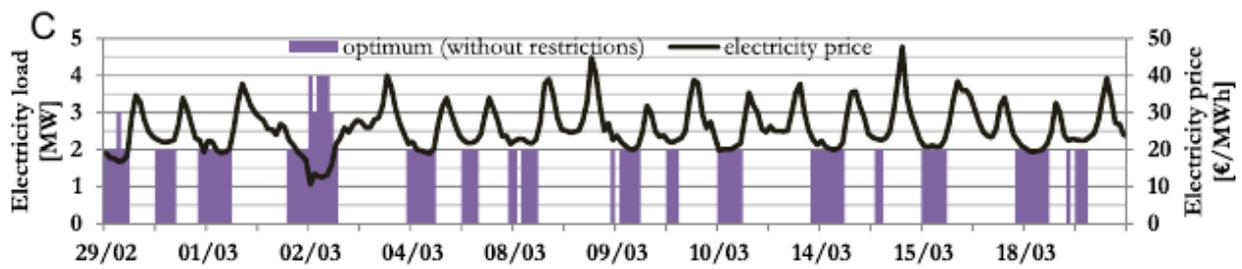


Fig. 8 Variations de prix spot et périodes de fonctionnement (en violet)

Les caractéristiques de la production type de cette installation de 4MW électrique nominal sont illustrées par la figure 8. Comme exemple, on trouve les résultats sur une période de 10 jours : facteur de charge moyen 25 %, 430kg H2/jour, prix moyen de l'électricité spot (EPEX) de 20€, rendement (PCS) de 68 %. Ils ont aussi payé en plus sur cette électricité 70€/MWh de taxes diverses. Il est difficile de dire quel sera vraiment le prix payé une fois que le procédé se développe. Il convient de rajouter que cette installation de 4MW (mais 6.3MW au pic) nominal a coûté 17M€, ce qui fait pour 1500t produites sur 10 ans 4.7€/kgH2 d'investissement (CAPEX). Bien sûr il s'agit d'un prototype, mais on s'aperçoit en 2019 qu'une compilation énumère 153 installations de ce type dans le monde³⁸.

Ce problème des coûts d'investissement est posé en détail dans un rapport européen qui explore le PtG en diverses configurations³⁹. Il s'agit de la méthanation, qui induit, on l'a dit, des pertes de 30 % et qui nécessite un investissement supplémentaire -minoritaire- par rapport à la simple production/gestion de H2.

La figure 9 donne la distribution des prix de l'électricité « spot » en Allemagne en fonction du pourcentage de temps. On voit qu'une installation tournant à 100 % conduit à un prix moyen de ~30-35€/MWh, et qu'il y a 2 % de périodes de prix négatifs. A partir des prix de 2017, il a été estimé le prix du m³ de méthane obtenu en PtG en prenant en compte l'amortissement des investissements dans les installations, comme montré sur la figure 10 où la partie électricité du prix est montrée en noir.

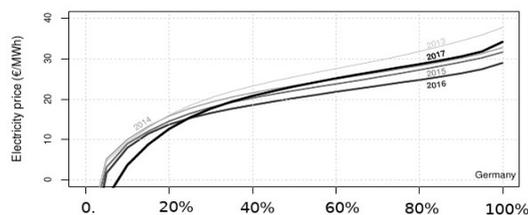


Fig. 9 Les prix de l'électricité selon le nombre d'heures d'utilisation en Allemagne

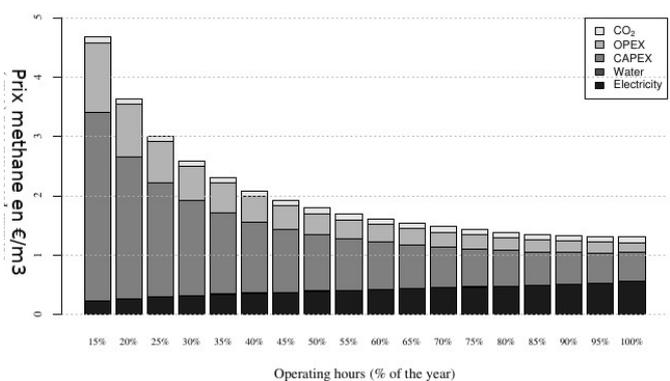


Fig. 10-Coûts de méthanation avec l'électricité allemande de 2017 en fonction du facteur de charge

Les unités de la figure 10 sont en €/m³, et un €/m³, c'est 100€/MWh. On voit que la diminution du prix moyen de l'électricité avec le facteur de charge est plus que compensée par

38 M. Thema, F. Bauer, M. Sterner ; Renewable and Sustainable Energy Reviews 112 (2019) 775–787

39 https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D8.3-RUG-Report_on_the_costs_involved_with_PtG_technologies_and_their_potentials_across_the_EU.pdf

l'augmentation de l'amortissement des investissements (CAPEX) et autres postes. Rappelons que le prix de gros du gaz est autour de 25€/MWh en Europe. Il existe d'autres études avec des parcs éoliens ou PV, avec des résultats semblables : il n'est pas si intéressant de ne produire que quand il y a du vent ou du PV en excès.

Un exemple: Poids lourds, électricité ou hydrogène?

Il y a plusieurs types de poids lourds. On s'intéresse aux semi-remorques type Europe. Poids 40tonnes, 14tonnes à vide, 26tonnes de chargement commercial, 5-6 essieux. Moteur de 350kW, diesel. Consommation 30l/100km. Rendement moyen du diesel : ~40%. Besoin en puissance moyen « aux roues » : 120kW. Besoin en puissance sur autoroute (90km/h) en régime permanent principalement lié à résistance de l'air : 90kW. Journée de travail du chauffeur : 9 heures avec pause de une heure. Distance parcourue en transport longue distance : 700km. Distance parcourue en 5 ans : 500km en moyenne pendant 1500 jours : 750,000km.

Avec moteur diesel, pour 750,000km sur 5 ans, un carburant à 1€/l, 225,000litres font 225k€, plus les frais d'entretien, assez élevés (révision tous les 120,000km). Le carburant est 30 % du prix du transport routier.

Le poids moteur thermique-boîte de vitesses-transmission-réservoir est de l'ordre de une tonne. Un moteur électrique assurant cette puissance pèserait ~200kg .

Pour alimenter un moteur électrique, deux moyens:

Cas hydrogène.	Cas Batteries
Consommation : 9kgH ₂ /100km. Réservoir de 70kg pour 800km, Pile à combustibles (PAC) de 350kW et batterie de 20kWh.	Consommation :120kWh/100km. Batterie de 1MWh pour 800km. Même moteur électrique.
Masse pour motorisation H ₂ . Avec réservoir de 19kg pour un kg de H ₂ , les PAC à 1.kW/kg et batterie de 200Wh/kg.	Masse de batterie avec 200Wh/kg, 5tonnes. Poids du moteur équivalent à solution H ₂ . Temps recharge : 10 heures, 80 % en une demi-heure.
Soient 2 tonnes en plus du moteur	Soient 5 tonnes en plus du moteur.
Coût d'exploitation avec 750,000km parcourus sur 5 ans , H ₂ à 6€/kg « à la pompe » et PAC coûtant 500€/kW, remplacée au bout de 5ans :	Coût d'exploitation avec 750,000km sur 5 ans : électricité à 200€/MWh, et 120kWh pour 100km , nouvelle batterie à 100€/kwh.
68 tonnesH ₂ =420k€+(PAC)180k€=585k€.	900MWh =180k€+batterie100k€=280k€
Le prix de l'hydrogène est élevé. La distribution est 1/3 du prix, on peut surtout agir sur le prix si on utilise le gaz plutôt que l'électrolyse.	Peu de révisions. Il faut s'arrêter pour recharger, mais les chauffeurs doivent pouvoir récupérer. Surpoids important des batteries

Discussion : Hydrogène contre électricité arbitré par le gaz?

Il faut replacer le débat dans le cadre de la diminution des émissions de gaz à effet de serre (ici le CO₂) et aussi dans celui des économies d'énergie. Le cycle électricité-H₂-électricité est extrêmement inefficace : par exemple, la figure 6 montre qu'un mix 100 % renouvelables nécessite d'y consacrer 150TWh (le tiers de la consommation actuelle de la France) d'électricité pour récupérer 50TWh d'électricité avec l'intermédiaire H₂. Il faut alors un fort surdimensionnement du parc de production si on veut utiliser 100 % d'ENR en faisant du PtG. Comme par ailleurs, on s'attend à une importante augmentation des besoins si le résidentiel et les transports sont électrifiées, la puissance électrique nécessaire à la solution 100 % renouvelables sera très élevée.

Dans les applications où est proposé l'hydrogène, il faut toujours regarder aussi la solution batteries, car les performances et les prix des batteries ont connu d'importants progrès. L'énergie mécanique (ou électrique) obtenue avec un kilo de H₂ est autour de 18kWh. Il faut que cet hydrogène soit stocké dans des réservoirs adaptés: pour l'hydrogène liquide, cela multiplie le poids par ~2 et pour du gaz sous pression par 20. Les batteries Li-ion récentes arrivent à 0.2kWh/kg. Dans le cas de l'aviation, où l'hydrogène est liquide, c'est un facteur très favorable de 45(9kWh/0.2kWh). Pour les application « terrestres » où le H₂ est gazeux, c'est un facteur 4.5 (0.9/0.2) auquel on doit rajouter le poids des PAC (autour de 1kg/kW)⁴⁰. Comme la consommation électrique est réduite d'un facteur 3 (rendement), et comme le prix estimé actuel des batteries est de 137\$/kWh⁴¹, il peut être intéressant de préférer les bus électriques (Paris)⁴² aux bus H₂ (Pau)⁴³. Les batteries sont rechargées la nuit en heures creuses, mais on peut les recharger à 80 % en ~30mn. L'avantage de la brièveté du rechargement H₂ (quelques minutes) peut paraître assez réduit. On peut mener ce type de discussion (voir encadré ci-dessus) à partir de l'exemple des poids lourds semi-remorque où on essaie de comparer, très grossièrement, la solution hydrogène et la solution batteries pour décarboner les transports routiers. Il est surprenant que cette discussion soit ignorée et de trouver des affirmations comme « l'autonomie d'un poids lourd à batterie est limitée à 80km ». Une discussion du même genre devrait être menée pour le remplacement des automotrices diesel.

La France est assiégée par le gaz : que ce soit celui venu de l'Est par North Stream (1 et 2 en finition), avec Total qui investit lourdement en Sibérie, ou de l'Ouest, où Engie comptait (il y a renoncé récemment sous la pression du ministère des finances) acheter du gaz de schistes US. Dans le même temps, ces deux entreprises se sont brusquement converties aux renouvelables. On peut douter que les renouvelables puissent fournir demain 100 % de notre électricité, et, comme cela a été expliqué, que leur intermittence soit suppléée par l'hydrogène. Comme compte tenu du poids des investissements, le nucléaire devient moins rentable si son facteur de charge chute, il existe l'espoir que la course aux renouvelables « tue » le nucléaire. En ce cas, les centrales au gaz trouvent leur place car elles répondent mieux à l'intermittence, et qu'importe si elles émettent autour de 450kg CO₂/MWh ! C'est ce qui semble programmé en Belgique : là bas, le nucléaire produit la moitié de l'électricité et la nouvelle ministre de l'écologie a insisté sur son arrêt en 2025. Les écologistes y préfèrent ouvertement le gaz. Il y a été décidé à la fin de la précédente mandature de subventionner des centrales au gaz. Le gaz est un fort émetteur de CO₂, et il n'y a pas en Europe

40 <https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2017/12/SAND2017-12665.pdf>, Table 2-1

41 <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>

42 <https://www.ratp.fr/groupe-ratp/pour-la-planete-et-la-ville/un-parc-de-bus-100-ecologique-avec-bus2025>

43 <https://www.lemondedelenergie.com/ville-pau-bus-hydrogene/2020/02/04/>

d'installation CCS d'ampleur prévue, excepté en UK, où on pense utiliser les aquifères de la mer du Nord.

Cette alliance des écologistes et des gaziers exerce aussi en ce moment un fort lobbying en France contre le futur règlement énergétique pour les bâtiments neufs RE2020, qui est pour cela encore retardé, parce qu'il remet en cause la domination du gaz dans l'immobilier. Or le gaz, avec 430TWh, émet déjà en France plus de 100Mt de CO₂, 30 % de nos émissions. La politique de développement de l'hydrogène est fortement soutenue au niveau européen par les entreprises gazières : s'il s'avère trop coûteux de produire par électrolyse, on se « rabattra » sur le VPH avec du gaz (avec CCS, peut-être, mais il cause beaucoup de résistances).

Le risque de la politique hydrogène est que la production d'hydrogène soit assurée par le gaz, et que l'électrolyse soit simplement mise en attente : elle conduit à une énergie trop coûteuse et elle émet trop de CO₂ (en Allemagne surtout, voir le tableau 1) tant que l'électricité n'est pas décarbonée, en quantité suffisante et à un prix très bas.

Une liste des sigles utilisés ici

ADEME: Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AFN : AFrique du Nord
AuRA : Région Auvergne Rhône Alpes
bbl: Baril (159 litres) de pétrole
CAES : Compressed Air *Energy* Storage
CAPEX : Capital Expenditure : coût de l'investissement en capital
CCS : Carbon Capture Storage
CH4: méthane
CEA : Centre d'Etudes Atomiques (et Energies Alternatives)
CO2 : gaz carbonique
CV : Cheval Vapeur (735W)
ENR : ENergie Renouvelable (hydraulique..)
ENRi: ENergie Renouvelable intermittente (PV, éolien)
EPEX : European Power Exchange : Bourse de vente/achat de l'électricité
H2: Hydrogène (ou diHydrogène)
H2O : eau
IATA: Agence Internationale de Transport Aérien
NASA: National Aeronautics and Space Administration (USA)
ONERA : Office National d'Etudes et de Recherches Aéronautiques (France)
PAC : Pile A Combustible
PCS: Pouvoir Calorique Supérieur
PCI : Pouvoir Calorique Inférieur
PEMFC : proton exchange membrane fuel cells, une PAC à température <80°C
PtG : Power to Gaz transformation électricité-méthane pour stockage
SUGAR :Subsonic Ultra Green Aircraft Research
STEP : Station de Turbinage Et de Pompage (stockage hydraulique)
RE2020 : Réglementation Environnementale des bâtiments neufs
RTE: Régie de Transport d'Electricité
THTR : Réacteur Très Haute Température (vers 1000°C)
UK: Royaume Uni de Grande Bretagne et d'Irlande du Nord
VE : Voiture Electrique
VH2 : Voiture à Hydrogène
VPH : VaPor to Hydrogen: génération d'hydrogène avec CH4 et H2O