



Le blog à plusieurs

VERSION 1
24 floréal 229
13 mai 2021

mis à jour le
14 mai 2021

NB vérifier sur
ecoqc.site
s'il y a une mise à
jour plus récente

Pour une lecture
confortable:
voir note {0}

Liste des sources citées:
pages 26-30

Les billets de
ce blog n'engagent
que leurs auteurs

© 2020 ecoqc.site
COPYRIGHT LCC
(en savoir plus: [ici](#))

[2] Trains à hydrogène et coûts fumants: prix triple et subventions explosives

– LUC CITRONNIER

L'électricité verte n'abonde pas (et n'abondera sans doute pas, en Europe en tous cas). L'hydrogène vert, dont la production est très énergivore en électricité verte, doit donc être réservé aux usages où il est indispensable du point de vue écologique (par exemple: sidérurgie).

Le train à hydrogène est un luxe énergétique d'autant plus irresponsable que ses coûts d'achat et d'utilisation sont très supérieurs à que ceux du train électrique à batterie.

Un article du 5 mars dernier d'Eric BÉZIAT dans *Le Monde* ([ici](#)) claironne triomphalement: « Les premiers trains à hydrogène français bientôt sur les rails »... en 2023 pour les tests et en 2024 – en fait en 2025 selon la SNCF ([ici](#)) – pour le service commercial en Bourgogne-Franche-Comté:

« Vendredi 5 mars, la Bourgogne-Franche-Comté a annoncé son intention d'acheter trois trains régionaux à hydrogène au constructeur Alstom, devenant la première région française à officialiser une commande de trains utilisant cette technologie sans émissions, qui permet de produire de l'électricité à bord, grâce à une pile à combustible alimentée par un réservoir d'hydrogène (H₂). » {1}

Or, la photo d'un train à hydrogène Alstom fonctionnant déjà dans le nord de l'Allemagne illustre un article de septembre 2018 ([ici](#)) qui indique: « Alstom's bright-blue colored train was first introduced to the world at the rail industry trade fair Innotrans in 2016... » et les tests avec deux rames pré-série commencèrent dès septembre 2016 ([ici](#) et [ici](#)).

L'article du *Monde* du 5 mars 2021 y fait d'ailleurs allusion:

« ...le constructeur français a plusieurs coups d'avance en la matière. Seul fabricant actuel de cette technologie dans son centre d'expertise de Tarbes (Hautes-Pyrénées), le géant ferroviaire a déjà fait rouler des trains tests en Allemagne et en Autriche, sur plus de 200 000 kilomètres, depuis 2018. »

– TECHNIQUE DÉVELOPPÉE OU ENCORE EN DÉVELOPPEMENT? –

Toutefois, l'insistance du *Monde* à parler de « tests » en Allemagne depuis 2018 est curieuse. Selon le communiqué de presse d'Alstom du 16 septembre 2018, « Dès le 17 septembre, deux

de ces trains entrèrent en service commercial » et le président-directeur général d'Alstom déclare à cette occasion :

« Le premier train à hydrogène dans le monde entre en service commercial et il est prêt pour la production de série » (^{ici}) (soulign. LC){2}

L'insistance de l'article du *Monde* du 5 mars 2021 à affirmer que ces trains seraient encore en phase de tests jusqu'en 2024 servirait-elle à masquer un fait marquant : la première décision française (2019, voir ci-dessous) a cinq ans de retard par rapport à la première décision allemande (2014) ? C'est plus complexe...

Une réaction à une version antérieure de ce billet nous a donné des informations importantes qui ne figurent pas dans l'article du *Monde* auquel nous avons d'abord réagi.{3} Les trains commandés par la France ne sont pas de la gamme iLint, mais des Coradia/Régiolis bimode électrique/diesel dont la partie diesel sera remplacée par une pile à hydrogène plus puissante que celle utilisée dans les iLint vendus à l'Allemagne. Les iLint ne conviendraient qu'aux lignes en terrain plat : leurs « performances s'effondreraient sur des lignes accidentées []. A contrario, le Régiolis (comme l'AGC) a dès l'origine eu une puissance massive élevée lui permettant d'offrir des performances de haut niveau, y compris sur des lignes à forte déclivité ». Il y aura donc bien une nouvelle phase de tests. Cependant...

— SUBVENTIONS AU DÉVELOPPEMENT DE LA NOUVELLE TECHNIQUE —

Les autorités fédérales allemandes avaient contribué au projet de Basse-Saxe par une subvention à l'innovation. Selon un communiqué de presse d'Alstom du 9 novembre 2017,

« Enak Ferlemann, secrétaire d'État parlementaire au ministère fédéral des Transports et des Infrastructures numériques (BMVI), a déclaré : « Parce qu'elles sont sans émission, efficaces sur le plan énergétique et économiques, les rames équipées d'une pile à combustible constituent une alternative écologique aux locomotives au diesel. Dans le but de renforcer le site industriel de Basse-Saxe, nous souhaitons financer le projet de la LNVG par un investissement d'environ 8,4 millions d'euros. Cette somme sera financée par le Programme national d'innovation pour les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible (NIP 2). » » (^{ici})(soulign. LC){4}

Mais pour le deuxième contrat allemand signé en mai 2019, les autorités fédérales n'ont attribué aucune nouvelle subvention à l'innovation, la technique d'Alstom du train à combustible s'étant montrée mature et prête à la production en série pour les lignes prévues. La subvention allemande de €8,4 millions avait donc suffi pour le développement du premier train à hydrogène européen.

L'article du *Monde* du 5 mars 2021 révèle que le projet français reçoit une subvention à l'innovation de €3,3 millions par rame, le coût brut de €17,3 millions par rame étant ainsi atténué à €14 millions pour la région :

« ... la partie des frais liée au développement de la technologie est prise en charge par l'État. En fin de compte, la région devrait déboursier 14 millions d'euros par train. »

Le projet français pour 14 rames (pour 4 régions, voir ci-après) reçoit donc une subvention

de $3,3M \times 14 \text{ rames} = 46,2$ millions d'euros pour une innovation ne consistant plus guère qu'en la substitution de la pile à combustible du iLint par une autre plus puissante. L'augmentation de puissance serait de 65% grâce à une augmentation de la subvention à l'innovation de ... 450% !! {5} Il faut beaucoup de tests pour justifier une telle subvention.

— LE PRIX DES RAMES —

Entre la signature du contrat avec la Basse-Saxe le 9 novembre 2017 ^(ici) et le premier accord annoncé pour la France le 5 mars dernier, a eu lieu une très forte augmentation du prix d'achat par rame dont l'article du *Monde* ne dit mot.

Pour le projet pilote de Basse-Saxe (14 rames), le coût est de 81 millions d'euros selon une source ^(ici) ou 81,3 selon une autre ^(ici), soit €5,8 millions par rame. Dans le projet français, le coût pour la région est de €14 millions par rame, soit une multiplication par 2,4! En outre, le contrat pour la Basse-Saxe inclut la maintenance et la livraison d'hydrogène pour 30 ans et le contrat avec RMV-fahma la même chose pour 25 ans{6} et rien de tel n'est mentionné pour l'achat français. On pourrait donc parler grosso modo d'un triplement du prix.

Or, en passant du iLint au Régiolis-H₂, la longueur du train passe de 52 m à 72 m (soit +38%), le nombre de passagers de 150 à 220 (soit +47%), la vitesse maximale de 140 à 160 km/h (soit +14%), la masse à vide de 100 à 150 tonnes (+50%). Quant à l'autonomie due à l'hydrogène, elle chute quasiment de moitié! {7} Le tout pondéré grosso modo: un mieux d'un tiers. Même en ajoutant l'inflation entre 2017 et 2023, un triplement du prix ne paraît pas être justifié.

À ce sujet, des apologistes du projet français nous ont écrit:

« Un montant lié au nombre de rames commandées

Les frais de développement du i-Lint sont amortis sur davantage de rames : 41 rames confirmées et des intentions exprimées par d'autres Länder et Verkehrsverbünde (communautés tarifaires de transport), contre 14 Régiolis. [] Si un nombre comparable de Régiolis hydrogène était commandé, le prix unitaire des rames chuterait de plus de 2 M€ (de 17,3 à 15 M€/rame). »

Gardons le bon sens des proportions: 15 M€/rame, cela fait 2,58 fois une rame à 5,8 M€ (sans compter la maintenance et la fourniture d'hydrogène pendant 30 ans comprises)!

Une explication de la différence de prix entre le premier contrat allemand (14 rames) et le premier projet français (14 rames) qui serait basée sur l'idée que le premier aurait bénéficié d'une ristourne de volume comme partie d'un projet de 60 trains, ne tiendrait aucun compte de la hausse du triplement du prix par rame qui a eu lieu aussi entre le premier contrat allemand (14 rames) et le second (27 rames). Ni du fait que la SNCF clame dès maintenant son intention de commander de nombreuses autres rames:

« ... Dans un premier temps, ce sont 14 rames Régiolis H₂ qui seront commandées. Traduction concrète de nos investissements en faveur des technologies sans émission de carbone, l'arrivée des trains à hydrogène vise à remplacer les locomotives et les automoteurs TER diesel circulant sur les parties non électrifiées du réseau. »
^(ici)

Pour tenir compte de l'énorme changement de prix entre le premier et le deuxième contrat en Allemagne, on peut faire un autre calcul qui englobe les premières étapes à 14 rames

(Basse-Saxe/quatre régions françaises), le deuxième contrat allemand (27 rames) et une éventuelle seconde étape française décidée à la fin de la phase pilote, donc en 2025 (aussi de 27 rames, hypothèse pour pouvoir faire la comparaison). On peut imaginer qu'une commande supplémentaire de 27 rames réduirait les coûts par rame d'environ €2 millions, mais il faut tenir compte du décalage dans le temps : vu la position quasi monopolistique d'Alstom pour les trains à hydrogène et l'envolée actuelle de la vogue de ce vecteur d'énergie, une commande dans trois ans se fera à un prix par rame qui sera sans doute multiplié par un facteur X, qui, comme pour les premiers achats, sera très supérieur à l'inflation – mettons un doublement entre 2019 et 2025, donc $(17,3M - 2M) \times 2 = 30,6M$. {7a} On obtient :

Allemagne : 14 rames à 5,8M + 27 rames à 18,5M + 8,4M de subvention = €589,1 millions, incluant maintenance et fourniture d'hydrogène pendant 30/25 ans

France : 14 rames à 14M + 27 rames à 30,6M + 46,2M de subvention = €1068,4 millions + maintenance + hydrogène pendant 30/25 ans.

Pour ce qui est de la différence supplémentaire entre les projets allemand et français due à la différence des contrats quant à la maintenance et la fourniture d'hydrogène, je laisse à plus initié que moi le soin de l'estimer ; toutefois, elle ne me semble pas mince et donc, selon ce second calcul, le doublement des coûts est très largement dépassé...

Le passage du modèle iLint au modèle Régiolis bimode pantographe/pile à combustible justifie-t-il réellement une telle différence de coût ? Ai-je vraiment tort d'avoir l'impression que les décideurs français {8} ont été nettement plus laxistes que leurs homologues allemands quant à l'utilisation des deniers publics ?

Le choix en 2025 de l'équivalent allemand de la SNCF, la Deutsche Bahn, pour le remplacement de ses rames diesel pourrait changer la donne (voir ci-après).

Cependant, les coûts des rames à hydrogène ne se limitent pas là : il faut y ajouter ceux des stations de recharge en hydrogène dont les coûts de fabrication sont très élevés pour des raisons de sécurité. L'estimation allemande de novembre 2017 pour une station dont la construction doit être achevée en décembre 2021, était de €10 millions l'unité. {9} Dans le cas français, pour une construction par EDF encore à commencer pour une mise en service en 2023 (?), on peut sans trop de risque d'erreur penser à un coût de €12 millions. Dans le cas bourguignon-franc-comtois, il s'agit d'une station à Auxerre pour trois rames ; l'investissement réel (région plus État) par rame est donc : $17,3M + (12M : 3) = €21,3$ millions. J'y reviens plus loin.

Notons au passage que, en toute logique, l'achat de trains qui seront exploités par la SNCF devrait relever de son budget (c'est d'ailleurs elle qui passe commande à Alstom), mais... [la pauvre n'en peut mais ! Et pour la marier au privé, il faut la doter...] {8a}

La SNCF exploite à peu près mille trains à traction diesel, soit 300 petits autorails A TER et 700 rames XGC (ici). Leur remplacement par des Régiolis-H₂ au prix de 2025 (voir plus haut) aboutirait aux coûts suivants : $30,6M \times 1000 = 30,6$ milliards d'euros, plus les augmentations dues à l'étalement des commandes au delà de 2025. Dans combien d'années ces trains à diesel très polluants (ici) seront-ils tous remplacés de cette façon ?

Rappelons que la *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France* de septembre 2020 (ici) annonce sept milliards de soutien public et 32,5 milliards d'investissements « d'ici 2030 » pour « faire de la France de demain le champion de l'hydrogène décarboné » (p. 3-5) en développant (dans l'ordre de la suite du texte) la « conversion de nos transports terrestres de passagers et de marchandises », « des navettes fluviales et des navires »,

« d'un avion décarboné à hydrogène », « des usages de l'hydrogène dans les territoires » (p. 6), « 6,5GW d'électrolyseurs », des projets importants dans le raffinage et la chimie (p. 7), les « Véhicules Utilitaires (VUL), Poids Lourds (PL), bus, Bennes à ordures Ménagères (BOM), trains régionaux ou inter-régionaux en zone non électrifiée » (p. 10). [Voyez, cher Jacques Brel, chez nous on rêve, on se la joue champion du monde... on ne compte pas... sauf pour cinq euros d'APL!] {10}

Soyons réalistes: quand tous ces beaux projets auront été réalisés au prix fort, les États-Unis auront déjà colonisé la planète Mars pour cinq bitcoins empruntés à la Chine.

Pourtant la *Stratégie nationale...* en question promet en sus (p. 8-9) de « décarboner l'industrie en remplaçant l'hydrogène carboné » dans le raffinage, la chimie et quelques autres secteurs par le développement de solutions adaptées à ces secteurs et

« de soutenir ces solutions (tant à l'investissement que pendant le fonctionnement des installations tant que le prix de l'hydrogène n'est pas compétitif par rapport aux solutions carbonées. »

Or, le prix de l'hydrogène vert ne sera jamais compétitif par rapport aux solutions carbonées dans les proches décennies, c'est chimiquement et physiquement exclu! {10a} Ne pas rire, ne pas pleurer, mais imaginer: vu la différence de prix entre l'hydrogène bleu et le vert, ce ne serait possible que si les renouvelables restaient subventionnés et si le prix du gaz naturel triplait voire plus. {13} En attendant, il est si bon marché que des pétroliers du Texas préfèrent le laisser brûler dans des torchères plutôt que d'essayer de le vendre. Et Total soutient (^{ici}) qu'il y a des réserves de gaz naturel au rythme actuel de consommation pour 130 ans...

— UN PROJET DANS UN PROJET DANS UN PROJET —

L'article du *Monde* du 5 mars 2021 indique que le projet ferroviaire bourguignon-franc-comtois fait partie d'un projet plus vaste:

« Cette première officialisation d'une commande de trois trains H₂ s'inscrit dans le cadre d'un contrat global signé, en 2019, entre Alstom, la SNCF et quatre régions (Bourgogne-Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie, Grand-Est) pour trois à quatre rames à hydrogène par région. Le contrat proprement dit pour l'acquisition de ces trains ne sera d'ailleurs vraiment signé que lorsque les trois autres exécutifs régionaux auront, dans les mois qui viennent, révélé leurs intentions, comme l'a fait, vendredi, la Bourgogne-Franche-Comté. »

(Le 8 avril, Alstom a communiqué l'accord des quatre régions, ^{ici}.)

Par ailleurs, le projet bourguignon-franc-comtois s'insère dans le cadre d'un grand projet de transition à l'hydrogène:

« ... la Région aura besoin de s'appuyer sur un écosystème complet autour de l'hydrogène. C'est ce qu'elle a trouvé à Auxerre, l'agglomération ayant engagé les travaux de construction de sa future station de production d'hydrogène vert. Elle alimentera les trains, bien sûr, mais aussi la flotte de bus auxerroise, les bennes à ordures ménagères et potentiellement les véhicules utilitaires de flottes privées et publiques: « C'est un projet d'avenir mûrement bâti, s'est félicité Marie-Guite DUFAY; on devient la région pionnière sur cette technologie stratégique. Il y a Auxerre, mais il y a

aussi d'autres projets et réalisations hydrogènes à Dijon, à Belfort, à Dole, à Nevers, à Mâcon ... Le travail en faveur des mobilités décarbonnées ne fait que commencer. »

« L'hydrogène qui sortira de la station d'Auxerre sera produit à partir de sources renouvelables issues des parcs éoliens et des barrages hydroélectriques du Morvan. Notre avenir énergétique neutre en carbone se construit dès aujourd'hui. » Jean-Bernard LÉVY, PDG d'EDF. » ([ici](#))

C'est propre, c'est pionnier, c'est disruptif... l'hydrogène vert! Mais...

— VOIR TRÈS GRAND, TRÈS CHER ET... IRRÉALISABLE? —

Les rames pour la Basse-Saxe étaient plus chères à l'achat que des rames diesel. Et leur prix d'achat a quasiment triplé. Selon Alstom en 2018, elles seraient moins chères à l'usage [{11}](#), mais ce n'était alors que grâce à leur « prix d'amorce » et l'utilisation d'« hydrogène sale », alors que la production d'« hydrogène propre » requiert beaucoup d'électricité verte et est par là-même beaucoup plus chère que celle de l'« hydrogène sale » [{12}](#).

Piles de luxe

Cela fait plusieurs années que l'hydrogène vert a été présenté comme LA solution contre le dérèglement climatique. Ce serait une très belle solution. Mais après des années de discussion et de calculs, ce n'est pas LA solution, hormis des cas particuliers.

En résumé, pour la voiture, la réponse est:

« parmi les différents types de voitures, quelle est la solution la plus efficace pour réduire les émissions de CO₂? Il existe un indicateur particulièrement intéressant pour tenter d'y répondre: la quantité d'énergie consommée pour réaliser par exemple 200.000 kilomètres. Énergie non seulement pour propulser la voiture, mais aussi pour fabriquer la voiture elle-même et extraire dans les mines les matières premières nécessaires. Le bilan carbone est bien entendu corrélé au bilan énergétique. Les experts du groupe Volkswagen (vw) ont fait le calcul et ont présenté les résultats le 12 mars 2019 [[\]](#). Verdict: la voiture aux carburants synthétiques (eFuel et ecng) consomme trois fois plus d'énergie primaire que la voiture électrique. Et celle à l'hydrogène, 1,7 fois plus. Ces 70% supplémentaires représentent un impact à la fois économique et carbonique. La fabrication de la pile à combustible et du réservoir capable de résister à une pression de 700 atmosphères est énergivore.... » ([ici](#))[{12a}](#)

Le passage que j'ai souligné ne vaut évidemment pas que pour la voiture.

Une lecture attentive de la seconde colonne de la page 4 de la Note n°11 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques de février 2019 ([ici](#)) fait ressortir une contradiction très nette entre (a) une série de constatations très négatives sur l'usage de l'hydrogène vert à court (et même moyen) terme et (b) l'encouragement final pour des « solutions de mobilité » « à plus court terme » dans certains secteurs des transports, dont les trains. Donc, les auteurs indiquent leurs désaccords avec le Plan Hydrogène tout en s'y pliant. Merci le lobby hydrogéniste?

La même Note signale un problème sérieux rarement évoqué concernant le rendement et la durée des électrolyseurs:

« Des progrès comparables à ceux qu'ont connus les panneaux photovoltaïques et les

batteries sont imaginables, mais, sans être improbables, relèvent encore de la conjecture. » (p. 4)(soulign. LC)

Des partisans du train à hydrogène nous ont écrit:

« Le prix élevé de l'hydrogène vert est actuellement une réalité. À l'instar du matériel roulant H₂, ces prix ont notamment pour cause l'absence d'économie d'échelle que permet d'atteindre une production industrialisée à haut rendement. [] La production d'hydrogène vert qui en est encore à ses balbutiements se fait sur la base d'éléments (électrolyseurs...) produits en faible quantité et sur lesquels la concurrence ne s'exerce pas encore. Les prix unitaires se réduiront au fur et à mesure d'un accroissement de la production d'hydrogène. »

*Cette rhétorique économique classique ne tient pas compte d'une réalité physique simple: quelque puissent être les progrès à venir, ils n'empêcheront pas que les phases de craquage de l'eau et de pressurisation de l'hydrogène induiront toujours une différence non négligeable entre les prix de l'électricité verte avant et après ces phases.***{13}** *De plus, dans le secteur de la mobilité (trains, bus etc.), les coûts de distribution seront forcément plus hauts que ceux du réseau électrique* **{13a}**.

Et si la vogue de l'hydrogène vert aboutit à une demande supérieure à l'offre, le prix de vente s'éloignera du coût de production – d'autant plus si la production d'hydrogène bleu est arrêtée (comme le réclament certains écologistes parce qu'il provient du gaz naturel), les clients devenant captifs.

L'écart de production et de coût entre électricité verte avant et après le passage par l'hydrogène est clairement indiqué par les prévisions à l'horizon 2030 du projet Ørsted/North Sea Port **{14}** : à une production d'hydrogène vert de 1GW, il couple un parc éolien de 2GW.

En outre, dans sa promotion du Régiolis pantographe/batterie (^{ici}), la SNCF indique ceci:

« Dans ces rames Régiolis fonctionnant initialement à l'électricité et au diesel, la moitié des groupes électrogènes entraînés par les moteurs diesel est remplacée par des batteries lithium-ion de grande capacité. Celles-ci sont alimentées par la récupération de l'énergie du freinage du train. [] Ce nouveau système de stockage n'a donc rien d'anecdotique dans la mesure où l'énergie de freinage représente 30% de l'énergie de la traction sur les parcours assurés par des trains Régiolis. » (soulign. LC)

Rien de tel n'est possible avec le Régiolis-H₂! Les petites batteries qu'il contient ne peuvent pas remplir cette fonction.**{14a}** *Une économie de 30% d'énergie rendue impossible par le choix du train à hydrogène, ce n'est effectivement pas anecdotique!*

Ajoutons à cela la question du rendement de la conversion courant-gaz-courant:

« Selon l'ADEME, il est de l'ordre de 25%, voire 30% avec les meilleurs équipements actuels; ces valeurs sont très inférieures au rendement du stockage électrochimique par accumulateurs ou batteries, qui est d'environ 70% » (Wikipédia, ^{ici}).

L'article du *Monde* du 5 mars 2021 rappelle que

« les ingénieurs de la SNCF ont longtemps été sceptiques sur la traction hydrogène, pariant plutôt sur le train à batteries, ce qui explique le retard pris sur l'Allemagne. Mais un coup d'accélérateur a été donné à partir de 2018. [] L'État, actionnaire unique de la compagnie ferroviaire nationale, est pour beaucoup dans ce tournant. Une première impulsion avait été donnée par Nicolas Hulot, quand il était ministre de la transition écologique. Le plan hydrogène de 7 milliards d'euros, dévoilé à l'au-

tomne 2020 dans le cadre du plan de relance, donne un cadre financier solide à ce volontarisme. » {15} (soulign. LC)

Volontarisme ou coup de menton gaspilleur à prétention pionnière et masque écologique? Un autre article du *Monde*, du 27 mars dernier, remet nettement en cause la rationalité de la traction hydrogène pour la mobilité.{15}

Les trains électriques à batterie vendus par Alstom à l'Allemagne en 2020 coûtent 9,1 millions d'euros par rame mais sont un peu plus petits (150 sièges) et leur autonomie est limitée (120 km) ^(ici). Mais elle peut être augmentée sans avoir à devenir aussi grande que celle du train à l'hydrogène vu la recharge même partielle par le freinage. Et la recharge par le réseau électrique étant forcément bien moins chère que par l'électricité issue d'une pile à hydrogène, il me semble que, du point de vue financier aussi, les ingénieurs de la SNCF n'avaient absolument pas tort... {16} (Sur cet alinéa, consulter les remarques (d) et (e) de la contribution à la discussion de Cédric PHILIBERT en page 30.)

Nous savons maintenant que l'une des quatre régions de ce projet commande simultanément trois Coradia/Régiolis-H₂ et un train bimode pantographe/batterie pour pouvoir les comparer avant l'achat de rames supplémentaires. Le prix des premiers a été révélé par *Le Monde* et est confirmé par cette région; si elle nous indiquait le prix du second, nous pourrions faire une comparaison plus précise. [« Haha! Pseudonymeux exige transparence! » « Hé, mais moi je ne suis pas un élu du peuple! Et, au temps de la *perestroïka*, ne nous a-t-on pas affirmé qu'un régime politique non transparent était voué à disparaître? »] Au doigt mouillé, un train bimode pantographe/batterie ayant 220 sièges et une autonomie de 500 km coûterait environ 14 millions d'euros, consomme du courant moitié moins cher, économise 30% d'énergie grâce au freinage, alors que le Régiolis-H₂ coûte en fait 21,3 millions d'euros (voir le calcul en page 4) et ... [tout le contraire!]

Projet réaliste?

Par ailleurs, la quantité d'électricité nécessaire dans un futur proche à partir de sources renouvelables pose tant de problèmes que l'on peut se demander si l'ambition de la région Bourgogne-Franche-Comté de devenir « la région pionnière sur cette technologie stratégique » [voilà qui est sympa pour les trois autres régions impliquées dans ce projet!], par exemple en commandant d'autres rames à hydrogène après la phase pilote, est vraiment réaliste.

Quand Airbus a annoncé récemment le lancement dans une dizaine d'années d'un avion à hydrogène, un groupe de scientifiques écologistes de Toulouse (ATÉCOPOL) qui semble très au fait des questions aéronautiques, a fait quelques calculs et émis un avertissement: « ... pour alimenter Paris-Charles-de-Gaulle en hydrogène, il faudrait 16 réacteurs nucléaires ou l'équivalent d'un département français recouvert d'éoliennes » ^(ici). Ils ne sont pas totalement contre l'hydrogène mais indiquent qu'il est très loin d'être la panacée.

Si on croit que le train à hydrogène est le « train du futur », il faut avoir l'honnêteté de transposer le calcul de l'ATÉCOPOL du secteur aéronautique au secteur ferroviaire: en remplaçant tous les trains de la SNCF en trains à hydrogène, combien d'éoliennes, de panneaux solaires et d'ouvrages hydrauliques seront-ils nécessaires pour assurer la stabilité du réseau? {16a}

L'étude effectuée par le gestionnaire du Réseau de transport de l'électricité français (RTE) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et publiée en janvier dernier {17} sur l'évolution du réseau électrique français d'ici 2050 ne prête guère à l'optimisme. Une étude CIREN/CNRS

sur la quantité de matières premières nécessaires à la décarbonisation de l'électricité ne prête pas non plus à l'optimisme {18}. Aux Pays-Bas, la programmation à moyen terme pour le réseau électrique ne prévoyait pas la vogue actuelle de l'hydrogène: elle risque d'augmenter de 28 à 35% la consommation d'électricité prévue (voir note {24}); le gestionnaire du réseau électrique néerlandais (TENNET) a évoqué récemment la perspective à assez court terme de coupures d'électricité par rotation...

S'ajoute à tout cela ce qu'un article récent du *Monde* rapporte sous le titre « La difficile quête de terrains pour implanter les parcs éoliens et solaires » et le sous-titre « Les énergéticiens témoignent d'une difficulté grandissante à implanter des éoliennes et des panneaux photovoltaïques » (ici). Le contenu de l'article est à l'avenant. [Bonne quête!] Une même difficulté se fait jour aux Pays-Bas aussi (ici).

Projet responsable?

Et si le projet est réalisable, est-il responsable? La montée de l'apport des renouvelables reste trop faible; le réseau électrique français manque déjà de réserves de capacité suffisantes (ici) et il devra faire face à une forte augmentation de la demande par la transition des combustibles fossiles au presque-tout électrique (pour la demande industrielle: voir note {14} et ici), par le développement des *data centers* etc. Est-il judicieux de lui soustraire la quantité supplémentaire nécessaire à produire de l'hydrogène vert pour des usages non indispensables?

La mode actuelle de l'hydrogène mène déjà à des contorsions inattendues de « greenwashing ». Prenons un exemple: le port de Rotterdam héberge actuellement une production d'hydrogène bleu et a de grands projets de production d'hydrogène vert; mais il voit beaucoup plus grand. Selon son directeur,

« le Nord-Ouest de l'Europe ne peut pas produire assez d'hydrogène, donc il devra être importé en grande quantité. Rotterdam va jouer un rôle central comme il le fait actuellement pour le pétrole » (ici).

Il est en pourparlers avec divers pays, dont l'Australie, pour importer de l'hydrogène vert qui y est/sera produit à grande échelle (ici) et a déjà signé un accord en ce sens avec le Chili (voir note {23}). Sauf que cet hydrogène vert une fois transporté d'Australie ou du Chili à Rotterdam par bateaux fonctionnant au fuel lourd (ou au gaz naturel liquéfié, ce qui n'est guère mieux) n'est plus vert mais vert de gris et qu'une fois retransporté à un utilisateur bavarois ou polonais, il n'est même plus vert de gris mais gris-vert! Et ces nouveaux transports se mettent en place avant que n'aient diminué les transports de ressources fossiles (pétrole, gaz et même charbon). Quant à imaginer le transport transocéanique de l'hydrogène vert par des navires propulsés à l'hydrogène vert... [quand les piles auront des dents!] {18a} (Sur cet alinéa, consulter les remarques (a) et (c) de la contribution à la discussion de Cédric PHILIBERT en page 30.)

Ce qui se dessine au niveau européen est sans doute un plan de « greenwashing » de très grande ampleur. Tout d'abord, les plus grands projets actuels de production d'hydrogène vert sont localisés, aux Pays-Bas par exemple, dans des zones industrielles en bord de mer où la production d'électricité par des centrales au gaz naturel est la plus importante: Rotterdam, Eemshaven et Terneuzen/ Vlessingue (ici). Il y a plusieurs avantages: la possibilité de parcs éoliens offshore pas trop éloignés, l'existence de pipelines gaziers qui peuvent aussi transporter de l'hydrogène etc. Il y en a déjà peut-être un autre dans les deux projets concomitants de la compagnie Shell pour Rotterdam: il s'agit (a) d'agrandir son unité actuelle de production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures et (b) de créer une unité de production

d'hydrogène vert à partir d'un nouveau parc éolien offshore. Qui peut croire sérieusement que, dans le modèle économique actuel du flux tendu 24h/24 et 7j/7, l'unité d'électrolyse fera la sieste quand le vent s'assoupira?

Une spécialiste de l'énergie à l'Université Technique d'Eindhoven, Laetitia OUILLET, prévient que le nombre d'heures où les éoliennes tournent n'est pas suffisant pour rendre rentables les investissements envisagés en électrolyseurs: « Je crains que des centrales à gaz ne soient bientôt installées pour fournir de l'électricité aux nouvelles unités de production d'hydrogène et que les émissions de CO₂ n'augmentent. » [{19}](#) (Sur ces deux alinéas, consulter la remarque (b) de la contribution à la discussion de Cédric PHILIBERT en page 30.)

Pour comprendre ce qui se trame, il faut consulter le rapport *The hydrogen hype: gas industry fairy tale or climate horror story?* ([ici](#)), rédigé par trois ONG – Corporate Europe Observatory, Food & Water Watch et Renew – sur la façon dont la Commission Européenne entend orchestrer la transition vers une économie basée sur l'hydrogène, ou, à défaut, lire cet article qui le résume: « Un soutien public massif va continuer de financer le gaz fossile... via l'hydrogène! » de Belen BALANYA & Hans van SCHAREN, paru dans *Le Monde* du 17 décembre 2020. On peut critiquer certains aspects de ce rapport, mais les faits mentionnés sont indiscutables et valident cette conclusion:

« La Commission a placé l'industrie du gaz aux commandes de nombreux nouveaux organismes travaillant sur l'hydrogène, telle la Clean Hydrogen Alliance, qui est chargée d'établir une liste de projets relatifs à l'hydrogène pouvant bénéficier de fonds publics. L'industrie de l'hydrogène a eu accès à plus de 1 milliard d'euros de fonds publics pour ses projets entre 2014 et 2020, grâce à un partenariat de recherche public-privé entre la Commission et Hydrogen Europe. Ce partenariat a joué un rôle-clé dans la création de l'engouement actuel pour l'hydrogène, tout en assurant un flux continu de fonds publics aux différents membres d'Hydrogen Europe. » ([ici](#)).

Les fonds publics en question sont destinés à des projets de production d'hydrogène vert et... d'hydrogène bleu, cet hydrogène dont la production à partir de gaz naturel libère des émissions de CO₂ à mi-chemin entre l'hydrogène brun et l'hydrogène bleu.

Ce qui permet à la Commission Européenne de prétendre que même l'hydrogène bleu sera une solution à la lutte contre le réchauffement climatique, c'est sa foi dans le captage et la séquestration du CO₂ émis lors de l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'hydrogène. Cette foi justifie d'énormes subventions aux compagnies gazières pour le développement de cette solution... dont toutes les expérimentations effectuées jusqu'à maintenant se sont soldées par un bilan très contestable [{20}](#). [Mais les rêves de toute-puissance sont interminables et donc...] Cela n'empêche pas la Commission Européenne de continuer à qualifier le gaz naturel de « source d'énergie en transition de devenir verte ».

Le géant pétrolier et gazier ExxonMobil, qui se présente comme le « leader in carbon capture », tempère les espoirs. On trouve des chiffres différents sur la part de ses émissions de CO₂ qu'il capte et séquestre [{20a}](#), mais il n'affirme pas pouvoir aboutir à de l'hydrogène décarboné, seulement à de l'hydrogène « bas carbone »:

« ADVANCING PLANS

> 20

new CCS opportunities around the world to enable large-scale emission reductions, including options for producing low carbon Hydrogen » ([ici](#))

ce qui promet entre le bleu et le vert ... cinquante nuances d'hydrogène!

Conclusion : si les soi-disants « trains du futur » se multiplient, ils rouleront le plus souvent à l'hydrogène bleu-vert [à ce train là, les « verts » se seront faits roulés par l'industrie gazière et en seront vert de rage ...] ou gris-vert du Chili, d'Australie etc. [... et ils feront grise mine!] Autrement dit : *compte tenu des énormes besoins de l'industrie en hydrogène, la préemption de capacité de production de l'hydrogène vert pour la mobilité (trains, bus...) qui, elle, peut s'en passer grâce à des batteries de plus en plus performantes et plus « vertes » {16}, est une hérésie au profit de l'hydrogène bleu de l'industrie gazière. C'est de l'écologisme anti-écologie. {21}*

Dernier point, la sécurité. Au contact de l'oxygène, l'hydrogène a une sacrée propension à exploser{22} et le lobby hydrogéniste a une fâcheuse tendance à passer ce risque sous silence. [Inutile d'évoquer ça : les accidents n'arrivent qu'aux autres!] Espérons qu'au moins les lignes ferroviaires envisagées ne comportent aucun passage à niveau « accidenteux ».

Soulignons le pragmatisme allemand. Les trains à hydrogène pour la Basse-Saxe vont rouler à l'hydrogène gris, bleu ou même brun et remplacer dès 2022 des trains diesel sur une ligne de 100 km ^(ici) – d'abord parce que, utilisant de l'« hydrogène sale », cela coûte moins cher{11} ; sur le passage à l'« hydrogène propre », il y a un os à ronger depuis novembre 2017 : « La production d'hydrogène sur place par électrolyse et au moyen d'énergie éolienne sera programmée lors d'une phase ultérieure du projet » ^(ici) et juillet 2020 : « L'hydrogène sera produit ultérieurement sur le site de la station de recharge grâce à l'électrolyse et à de l'électricité renouvelable » ^(ici) – *sine die!*

Le communiqué de presse de mai 2019 sur le deuxième contrat allemand indique que les lignes desservies seront plus longues et qu'il inclut la fourniture de l'hydrogène « en coopération avec Infracore GmbH & Co. Höchst KG, la station de ravitaillement en hydrogène étant située dans les locaux du parc industriel de Höchst » ^(ici), sans un mot de plus. Le « greenwashing » devient patent dans le communiqué d'octobre 2020 sur le début de la construction de cette station de ravitaillement ^(ici) : pas un mot sur la « couleur » de l'hydrogène qui sera utilisée. Pudique!

Non moins significatif : le choix de la Deutsche Bahn de ne pas jouer au pionnier et de choisir la concurrence. En novembre 2020, un accord est conclu entre elle et Siemens pour un premier test en 2024{22a} d'une rame intermédiaire dans la gamme Mireo Plus H de trois rames à hydrogène (1, 2 ou 3 voitures) dont l'autonomie varie entre 120 et 1000 km ^(ici) et le prix entre cinq et dix millions d'euros ^(ici), donc largement au-dessous du prix des trains achetés par la France à Alstom. Et : aucune mention de subvention dans les articles que j'ai pu consulter. Quant à la couleur de l'hydrogène qui sera utilisée...

Par ailleurs, les essais du train à hydrogène d'Alstom en mars 2020 aux Pays-Bas n'ont pas été encore débouchés sur un contrat d'achat par les chemins de fer néerlandais.

Bling bling politicien

Donc, du point de vue énergétique, l'hydrogène vert est inefficace ; du point de vue économique, il est et restera très cher, du point de vue écologique, c'est pas tout vert ! *L'avenir donnera sans doute raison aux batteries actuellement en cours de développement.*

La technique des piles à hydrogène appliquée à des trains qui peuvent s'en passer, immobilise plus de capital que nécessaire et flambe le double d'électricité normalement utile (même plus, voir ci-dessus) : elle est dans la logique de la société de consommation et de son luxe inutile, non dans celle de la transition vers la sobriété écologique.

Ce sont les perspectives de manne budgétaire pour la filière hydrogène, initiées en France par Nicolas HULOT et par le gouvernement allemand bien avant lui, qui semblent expliquer une bonne partie du triplement du prix des rames. Le secteur privé réclame des subventions et quand les politiques passent au mode « quoi qu'il en coûte », le secteur privé sait très bien en profiter.^{23}

La région Bourgogne-Franche-Comté se vante d'avoir « toujours un train d'avance »^{25}, comme la France se vantait avec Concorde d'avoir un avion d'avance. Alstom vante son train à hydrogène comme « le train du futur ». Concorde était aussi « l'avion du futur » – il est au musée. La prouesse technique ne va pas forcément de pair avec la rationalité économique, écologique etc. [Mais prestige, prestige, quand tu nous tiens!]

La France de Pasteur n'a plus le sou pour maintenir un service de santé adéquat à la situation et pour trouver un vaccin ou pour défendre son territoire contre la montée des eaux marines^{26} (pour ne prendre que ces exemples). Mais elle dépense sans compter pour rouler des mécaniques pionnières dans un secteur emblématique mais très problématique.

Les arguments traditionnels de création d'emploi et de souveraineté énergétique pour faire accepter certains projets, brandis par le gouvernement français dans ce cas aussi (^{ici} et ^{ici}) ne semblent en l'occurrence guère pertinents^{27}.

Comme si la perspective des trains à hydrogène et de l'avion à hydrogène ne faisait pas assez rêver les électeurs, le gouvernement français y a ajouté en septembre 2020 « des navettes fluviales et des navires fonctionnant à l'hydrogène » (^{ici}, p. 6), sans donner la moindre indication chiffrée sur les besoins en électricité verte de tant de beaux projets. Quand il deviendra patent pour l'opinion publique que les énergies renouvelables ne pourront pas les satisfaire, cela fera un argument en plus pour la construction de centrales nucléaires supplémentaires. [Si encore elles fonctionneraient au thorium, mais avec les œillères « uraniumophiles » en vigueur...] D'ailleurs, ce ver est déjà dans la pomme: « Compte tenu de son mix électrique faiblement émetteur de CO₂, la France dispose d'atouts pour fabriquer l'hydrogène décarboné » (^{ici}, p. 4), l'hydrogène violet étant considéré par certains comme « décarboné », sauf que les centrales actuelles devraient bientôt être considérées comme en fin de parcours (voir par exemple ^{ici}) et qu'EDF ne semble pas capable de les remplacer avant longtemps.^{28} Quant à agrandir encore son parc nucléaire... [Les froggies feraient-ils le bœuf?]

Mais, c'est propre, c'est pionnier, c'est disruptif... l'hydrogène vert!

— RÊVER TRÈS GRAND POUR JOUER TOUT PETIT? —

Selon le communiqué de la région Bourgogne-Franche-Comté (^{ici}), « Conçus et fabriqués par Alstom, les futurs TER circuleront dans un premier temps sur la ligne Auxerre–Laroche-Migennes », un trajet de 25 km et une dizaine de minutes par les TER actuels (^{ici}). Un auto-rail à batterie ne ferait-il pas mieux l'affaire? Des rames à 21 millions net (voir ci-dessus à la page 4), consommation double d'électricité et autonomie de 500 km pour faire des tests sur 25 km?! Auxerre devenant le lieu de chargement de l'hydrogène, on peut penser à un futur Auxerre–Paris et retour en tout électrique: ne suffirait-il pas d'équiper un train à caténaire de quelques batteries pour les 21 premiers/derniers kilomètres? Cette suggestion est-elle du yakafokon?

La Wikipédia indique sur la ligne Auxerre–Laroche-Migennes:

« Depuis 2008, la moitié du trafic est assuré par des Autorail grande capacité (AGC) à propulsion mixte électrique et diesel. Avec ces AGC, les liaisons vers la Gare de Paris-Bercy-Bourgogne-Pays d’Auvergne s’effectuent en 1 h 35 min et vers la gare de Dijon en 1 h 55 min, tout ceci sans changement de train à Laroche-Migennes » ^(ici)

et elle signale sur les AGC ^(ici):

« Plusieurs régions sont tentées par leetrofit électrique (batterie) de leurs matériels AGC bientôt à mi-vie^a » {29}

Donc pas yakafokon, mais plutôt CQFD...

Quoiqu’il en soit, la région Bourgogne-Franche-Comté n’indiquant pas les lignes à desservir dans un second temps, il est impossible d’estimer la rationalité ferroviaire de sa sublime emplette.

Question sécurité, c’est champion: sur les 25 km de la ligne Auxerre–Migennes ^(ici), il y a 19 passages à niveau [« Moi j’aime l’hydro qui fait boum! », merci Vian! ^(ici)].

Si EDF construit la station de production d’hydrogène d’Auxerre en mode Flamanville et que la région reçoit ses trois petits trains de luxe effectivement en 2023, ils ne pourront même pas faire Auxerre–Migennes... [Il n’y a pas qu’à Paris que l’on met la charrue avant les bœufs!]

Ces « trains du futur » sont-ils un vrai projet écologique ou un gadget écologiste pour gesticulation électorale « quoi qu’il en coûte »? [Pourquoi en rester à une question si rhétorique? Ça craint?]

Un élément rhétorique constant dans la promotion de ces trains est la prétention qu’ils seraient les premiers au monde. Que ne dépenserait-on pas pour pouvoir pousser dans deux ans ce cocorico... trompeur puisque la Chine a mis sur les rails son premier train à hydrogène il y a onze ans. {30}

ANNEXE Sur les limites de la production d’hydrogène « propre » et sur son prix

La Note n°25 de l’Office parlementaire d’évaluation des choix scientifiques et technologiques du 15 avril 2021 ^(ici) sur *Les modes de production de l’hydrogène*, souligne bien que

« **l’hydrogène n’est pas une solution miracle** : le **faible rendement** du processus global sous l’effet de multiples conversions induisant une dégradation du potentiel énergétique doit être relevé. Par exemple, pour un véhicule électrique à hydrogène le rendement de la chaîne hydrogène de la production jusqu’à l’utilisation finale s’établit selon l’ADEME autour de 22% [En note 21: Il convient de préciser que ce rendement de 22% peut encore être dégradé selon la solution de transport retenue]. En outre, la **distribution d’hydrogène** reste extrêmement **délicate et coûteuse** : à cause de la très faible densité volumique de l’hydrogène (0,09 kg/m³), même avec un stockage sous pression de 350 bars son encombrement est 13 fois plus grand que celui de l’essence. Or comme l’explique l’Académie des technologies [], c’est toute la chaîne de valeur de l’hydrogène qu’il convient d’appréhender de manière réaliste. » (p. 4)

Cependant cette Note reste très optimiste sur les limites de la production d'hydrogène « propre ». Certes, elle indique celles de la production par l'éolien et le solaire :

« L'objectif européen d'installation de 6 gigawatts (GW) d'électrolyseurs pour la production d'un million de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2024 puis de 40 GW pour dix millions de tonnes d'ici 2030 doit être confronté au nombre d'éoliennes que cela représente : respectivement au moins 15 000 et 150 000 éoliennes (soit en surface de panneaux photovoltaïques environ 800 000 hectares et 8 millions d'hectares). La couverture des besoins actuels de l'industrie au niveau mondial (70 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable soit 420 GW) conduirait à la mise en service de plus d'un **million de nouvelles éoliennes ou 56 millions d'hectares de panneaux photovoltaïques**. La piste alternative d'un hydrogène bas-carbone issu de l'électricité nucléaire représenterait 400 nouveaux réacteurs nucléaires d'1 GW, ce qui constitue une perspective chimérique ... » (p. 4)

mais les limites de production d'hydrogène « propre » par le captage et la séquestration du CO₂ lors de la production d'hydrogène bleu ne sont pas mentionnées : tout le CO₂ émis n'est pas capté et la séquestration se heurte à divers problèmes géologiques, environnementaux et sociaux. La note affirme : « le CCS (*Carbon Capture and Storage*) est une piste pertinente sous la réserve d'un stockage géologique permanent et sûr » (p. 2), mais ne mentionne pas le nombre de projets abandonnés parce que cette réserve n'était pas assurée ou les coûts trop élevés. (Voir note {20}.) La Note ne mentionne pas non plus que le secteur privé ne semble pas vouloir assumer seul le coût des opérations de CCS. Quelle sera la limite des subventions d'État? (Voir page 10 et notes {20} et {20a}.) [Ne pourrait-on pas parler de captage et séquestration d'espoirs peu fondés?]

De même, la Note est très optimiste sur la production d'hydrogène à partir de biomasse (p. 2) alors que le passage à une échelle industrielle de ce procédé ne peut mener qu'à de la déforestation avec une compensation en reforestation très illusoire. (Voir note {10a}).

Les limites étant en fait bien connues, il n'est pas étonnant que, comme l'indique la Note en page 4 :

« Certains pays, dont l'Allemagne, visent l'importation d'hydrogène renouvelable depuis des pays disposant de plus grandes capacités en matière d'énergies renouvelables »

mais elle ne dit pas un mot sur les implications de cette perspective. (Voir ci-dessus page 9 et note {18a}).

De plus, la Note effectue un exercice périlleux sur l'évolution des coûts de production à l'horizon 2050 (p. 3 et notes 15 et 16), mais omet que l'évolution des prix de vente n'est pas nécessairement parallèle. Si la demande augmente plus vite que la production, le prix de vente tendra à s'écarter plus du coût de production : la plupart des producteurs/distributeurs européens étant des entreprises privées, il n'y a aucune raison pour oublier la loi de l'offre et de la demande (sauf à recourir à des subventions d'État jusqu'au retour à l'équilibre).

Sous-estimant les limites de production d'hydrogène « propre » et méconnaissant les solutions déjà existantes ou en phase expérimentale pour le stockage de l'électricité ainsi que les coûts de maintenance de réserves d'hydrogène (voir ci-après les alinéas 2 et 3 de la note {21}), la Note envisage l'hydrogène « pour le stockage des surplus issus de l'intermittence des énergies renouvelables » (p. 3) dans une interprétation restrictive de la Note n°11 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (note 19).

Sous-estimant les limites de production d'hydrogène « propre » (et donc la priorité de son usage en industrie) et surestimant sans doute une baisse des prix de cet hydrogène, la Note conclut :

« Les applications pourraient concerner, en particulier, les transports en commun (trains et bus) et les véhicules utilitaires (poids-lourds et autres) car ces véhicules auront du mal

à migrer vers l'électrique en raison du poids élevé des batteries, qui représente une limite profonde, d'où la pertinence de l'hydrogène pour eux.» (note 18)

Ce faisant, elle méconnaît aussi l'offre actuelle de trains à batteries ou bimode pantographe/batterie et sous-estime les développements en cours pour les batteries. Voir ci-dessus pages 8 et 13 et note {5}.

Elle méconnaît aussi les surcoûts dans l'achat et l'utilisation des trains à hydrogène que nous avons détaillés ci-dessus aux pages 2-4, 7-8 et 11.

NOTES

{0} Une même note étant parfois appelée plusieurs fois dans le texte, le système automatique de va-et-vient texte-note-texte n'a pas été possible. Pour une lecture plus confortable, nous conseillons de toute manière d'ouvrir une deuxième fenêtre avec le même fichier pour avoir les notes à côté du texte (> barre d'outil du lecteur PDF: window > new window).

{1} L'un des commentaires de lecteurs signale: « La région Centre-Val de Loire est dans la même démarche pour la ligne Tours–Loches. Ce train doit circuler en 2022 », mais il ne précise pas plus. Selon *Le Monde* du 5 mars 2021, il s'agirait de trains < hybrides > diesel/batteries.

{2} Le communiqué d'Alstom du 21 mai 2019 le confirme: « Les deux premiers trains à hydrogène au monde sont déjà en service commercial régulier sur le réseau Elbe-Weser en Basse-Saxe depuis septembre 2018 » (^{ici}). Un communiqué de presse d'Alstom du 6 mars 2020 le confirme aussi: « Alstom a testé pendant dix jours le train Coradia iLint alimenté par une pile à hydrogène sur la ligne de 65 kilomètres située entre Groningen et Leeuwarden, dans le nord des Pays-Bas. Les essais font suite à 18 mois de service voyageurs réussi sur la ligne Buxtehude–Bremervörde–Bremerhaven–Cuxhaven en Allemagne » (^{ici}, soulign. LC). Et en décembre 2020, Alstom affirme encore: « ... aucun autre fabricant de trains ne peut actuellement proposer un train à hydrogène éprouvé, testé et prêt pour la production en série » (^{ici}) (soulign. LC).

À comparer avec l'article du *Monde* du 5 mars 2021: « ... Outre les pays germaniques, où le service commercial proprement dit commencera en 2022 [voir ci-dessus: commencé en 2018 !], avec une quarantaine de trains déjà commandés, ... »

L'article de 2018 indiquait: « Germany aims to reduce its CO₂ emissions by 40 percent by 2020 compared with 1990 levels, and has committed to using 80 percent renewable energy in power supplies by 2050. It's therefore unsurprising that Alstom signed letters of intent with four German states in 2014, under which it committed to provide 60 trains in total » (^{ici}). Un communiqué de presse d'Alstom du 14 mars 2017 indique qu'il s'agit des États « de Basse-Saxe, Rhénanie-du-Nord-Westphalie, Bade-Wurtemberg et avec l'association des transports de Hesse < Rhein-Main-Verkehrsverbund > » (^{ici}). Mais, à ce jour, seuls deux contrats pour un total de 41 trains semblent avoir été signés.

{3} Cette réponse est une note assez complète de l'un des Conseils régionaux concernés, défendant l'achat de ces trains à hydrogène comme phase expérimentale. L'accord pour la publication de cette note n'ayant pas été obtenu, je lui réponds dans ce texte... passim et incognito.

{4} Un communiqué de presse du 16 septembre 2018 d'Alstom et des instances allemandes concernées (en ligne sur le site d'Alstom ^{ici}, voir le PDF) confirme: « Le gouvernement fédéral a activement soutenu le développement et les essais de la nouvelle technologie de propulsion en Basse-Saxe. Il a ainsi injecté des fonds du Programme national de l'innovation pour la technologie des piles à combustible et l'hydrogène. »

{5} À titre de comparaison, l'expérimentation en 2021 du remplacement dans un Régiolis électrique/diesel du générateur diesel par une batterie donne lieu à un investissement de 16,6 millions d'euros (ici).

{6} Un communiqué de presse d'Alstom du 9 novembre 2017 indique la signature du contrat entre LNVG, Alstom et Linde (cette dernière entreprise fournissant l'hydrogène) pour 14 rames d'une indépendance de 1000 km incluant 30 ans de maintenance et de fourniture d'hydrogène (ici). Ceci est confirmé par un autre communiqué, du 19 mai 2020: « LNVG was the first company to believe in hydrogen, investing in it with the order of 14 Coradia iLint trains and thirty years of maintenance and power supply » (ici).

Pour la deuxième commande en Allemagne, le prix de la rame passe à 18,5 millions mais: « fahma, la filiale de RMV, a lancé un appel d'offres pour 27 trains alimentés par une pile à combustible dans toute l'Europe. Le vainqueur est désormais connu: le constructeur français Alstom livrera les véhicules de type Coradia iLint selon le calendrier modifié en 2022. Outre les trains, la commande comprend également la fourniture d'hydrogène, la maintenance et la mise à disposition de capacités de réserve pour les 25 prochaines années.] Le montant total de la commande s'élève à 500 millions d'euros » (ici) (soulign. LC).

{7} L'autonomie annoncée de toutes les rames vendues en Allemagne est de 1000 km, correspondant à celle des rames diesel de taille équivalente (ici et ici et ici) et celle des rames de Régiolis-H₂ sera de « 400 à 600 km » (ici).

{7a} Cette hausse pourrait paraître excessive, sauf à analyser la nouvelle du 26 novembre 2020 de la vente de trains à hydrogène d'Alstom à une compagnie italienne (ici): six rames pour environ 160 millions d'euros, soit 26,7 millions par rame, à livrer fin 2023. Ces rames ne seront pas bimode et auront la même autonomie que les Coradia iLint de Basse-Saxe. Elles seront « équipée[s] de la même technologie de propulsion par pile à combustible que celle qui a été introduite dans le monde par le Coradia iLint ». Le communiqué de presse d'Alstom n'indique pas la différence entre le Coradia iLint et le Coradia Stream qui justifierait la grosse différence de prix.

{8} Suis-je hors sol si je pense que le projet initial pour les quatre régions a été piloté par les ministres des Transports, Économie, Transition écologique et Finances? Le passage de l'article du Monde cité ci-dessus en page 7 met en lumière le rôle de Nicolas HULOT, mais il n'a sans doute pas pu régler ce cas tout seul...

{8a} Un cas similaire: ici.

{9} Pour le projet de Basse-Saxe, une subvention supplémentaire est prévue pour « la station de distribution d'hydrogène destinée aux trains à Bremervörde. Les coûts d'investissements nécessaires seront estimés à environ 10 millions d'euros, financés par le gouvernement fédéral » (ici).

{10} En septembre 2020, la *Stratégie nationale ...* veut « faire de la France de demain le champion de l'hydrogène décarboné ». Le 8 avril, à l'occasion de la signature avec Alstom, le Ministre délégué auprès de la ministre de la Transition écologique, chargé des Transports déclare: « La France a tout pour devenir un champion de l'hydrogène... » (ici). [Heu..., un petit champion alors? quand le peloton l'aura échappée belle?]

{10a} Il existera peut-être un procédé qui contredira cette affirmation présomptueuse. À Strasbourg devrait ouvrir à l'automne 2021 une première usine exploitant un processus nouveau développé par Haffner Energy de production d'hydrogène par chauffage de la biomasse (ici): « Cette technologie, assure Haffner Energy, permet de **produire de l'hydrogène avec une efficacité énergétique du puits à la pompe supérieure à 67%**, ce qui permettra d'atteindre un coût de revient de l'hydrogène inférieur à 4€ par kilo à la pompe (soit moitié moins que le prix actuel de 8 à 10€ le kilo). Du moins sur le papier puisque le procédé, testé sur prototype, doit d'abord être confirmé à l'échelle industrielle. » Dans cette première usine, « Pour commencer, le procédé utilisera des

plaquettes forestières, qui correspondent aux bois laissés en forêt après la récolte. » Si ce procédé réussit ses promesses, la conséquence (à Strasbourg ou ailleurs) sera identique à celle de la conversion de la centrale de Drax (Royaume-Uni) : « son approvisionnement nécessite chaque année 13 millions de tonnes de bois soit, à elle seule, 120% de la production totale de bois du Royaume-Uni. En quelques années, le Royaume-Uni a ainsi massivement augmenté ses importations de bois, notamment en provenance des États-Unis, alimentant une forte destruction des forêts naturelles de la côte Est » (Wikipédia, [ici](#) et [ici](#)). Voir aussi: Nicholas BELL, « La biomascarade continue » ([ici](#)).

{11} « LNVG said the 14 trains it had bought from Alstom would cost about €81 million (\$94.7 million), which is more than it would have to spend on the same number of conventional diesel-powered trains. But Stefan SCHRANK, the project's manager at Alstom, said the investment would be worth it. « Sure, buying a hydrogen train is somewhat more expensive than a diesel train, but it is cheaper to run, » he told the news agency AFP » ([ici](#)) – meilleur marché avec de l'hydrogène « sale » en l'occurrence, mais avec de l'hydrogène propre, cela reste à démontrer. (Le coût de rames diesel vendues par Alstom en Allemagne en 2020 est de 4 millions l'unité, mais ils sont plus petits (120 sièges) ([ici](#)) et leur prix est ici comparé au « prix d'amorce » des trains à hydrogène pour la Basse-Saxe.)

Les communiqués concernant ce projet mettent bien sûr en avant que les rames à pile « supprimeront totalement les émissions de polluants quotidiennes » ([ici](#) et [ici](#)), mais comme elles rouleront pour un nombre d'années indéterminées à l'« hydrogène sale », elles ne feront dans un premier temps que déplacer le lieu des émissions (voir plus loin sur le « greenwashing » dans le domaine de l'hydrogène).

{12} L'article du *Monde* du 5 mars 2021 n'évoque que deux modes de production de l'hydrogène. Il y en a au moins six, surnommés vert, violet, turquoise, bleu, gris et brun: voir par exemple *The hydrogen hype: gas industry fairy tale or climate horror story?*, [ici](#), p. 8 et *Les modes de production de l'hydrogène*, Note n°25 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques ([ici](#)). Pour les prix, voir la note **{13}**.

{12a} Il est tout à fait symptomatique de la mode actuelle de l'hydrogène que ses propagandistes éliminent carrément jusqu'à l'existence même de tels arguments techniques. Par exemple, dans une tribune parue dans *Le Monde* du 30 octobre 2020, « trois chercheuses en management » (dixit *Le Monde*), Carine SEBI, Anne-Lorène VERNAY et Nuria MORATAL, affirment péremptoirement: « Enlisés dans des difficultés financières, les constructeurs concentrent aujourd'hui leurs investissements sur les véhicules électriques à batterie » et le reste de cette tribune se détourne de la problématique globale de la filière hydrogène pour mettre la rhétorique en vogue dans la sphère managériale au service de la sous-filière des véhicules à hydrogène: « ...les énergéticiens sont conscients que c'est la mobilité qui apportera une visibilité sociétale à l'hydrogène et favorisera la production d'hydrogène vert. [] les parties prenantes [] devront faire preuve d'agilité et de confiance pour permettre l'évolution des critères d'investissement à mesure que les incertitudes deviennent plus tangibles. [] le plan de relance pourrait donner un coup de pouce en subventionnant l'achat des véhicules à hydrogène » ([ici](#)). Pour voir jusqu'à quel point des éléments de langage du management sont détournés ici de toute réalité technique et de toute vision globale pour développer un discours de représentant de commerce, il suffit de comparer cette tribune à celle publiée le même jour dans *Le Monde* par Cédric PHILIBERT ([ici](#)) qui montre, en bon connaisseur de la problématique globale de l'hydrogène et sans falbalas rhétoriques, que la voiture à hydrogène n'est justement pas une priorité pour le développement responsable d'une filière hydrogène. Voir aussi les informations sur des développements internationaux en notes **{14}** et **{23}**. [« Calmez-vous! C'est de la chimie de lycée: hydrogène + grands airs = gros sel + grandes eaux; donc la mer monte et les managers jouent au plus marin... »]

{13} En novembre 2019, le prix de l'hydrogène (vert?) à la pompe est de 8 à 10€ le kilo ([ici](#)). En décembre 2020 aux Pays-Bas, les prix de l'hydrogène au kilo vont de 1 euro (gris) ou 2 euros (bleu)

à « entre 5 et 10 euros » (vert) ([ici](#)). Selon la Note n°25 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques du 15 avril 2021 ([ici](#), note 18), « Le prix de l'hydrogène à la pompe, de l'ordre de 10 à 12 €/kg chez Air Liquide » (couleur de l'hydrogène non mentionnée – Air Liquide produit-il déjà de l'hydrogène vert en Europe?). La Note du 14 mars 2019 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques donne une estimation « à l'horizon 2040 » selon le Scénario Médian: « le prix de l'hydrogène décarboné [se réduirait] aux environs de 4,5€/kg, compte tenu de l'évolution du prix de l'électricité et de l'amélioration des caractéristiques des électrolyseurs » (soulign. LC) et éventuellement à 3€/kg (Scénario Pro-hydrogène)([ici](#), p. 36). Ces estimations sont nettement plus pessimistes que celles de la Note du même Office parlementaire du 12 février 2019 ([ici](#), note 24). Mais que penser sur des estimations de prix à l'horizon 2040, surtout si de grandes quantités d'hydrogène vert seront importées en Europe à partir de pays à monnaies faibles (voir note [{23}](#))? Voir aussi ci-dessous la deuxième partie de la note [{21}](#).

[{13a}](#) Selon la Note n°25 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques du 15 avril 2021 ([ici](#), p. 4), « la **distribution d'hydrogène** reste extrêmement **délicate et coûteuse**: à cause de la très faible densité volumique de l'hydrogène (0,09 kg/m³), même avec un stockage sous pression de 350 bars son encombrement est 13 fois plus grand que celui de l'essence. »

[{14}](#) Le 31 mars 2021, un nouveau plan de production d'hydrogène vert est annoncé pour la zone industrielle de l'alliance portuaire belgo-néerlandaise North Sea Port (Gand, Terneuzen et Vlesingue) lancé par l'entreprise danoise Ørsted ([ici](#)). Ce projet, de 1GW produit grâce à un parc éolien offshore de 2GW (en 2030), a du sens car le but est de fournir de l'hydrogène vert à de gros sites industriels de la région qui utilisent en ce moment de l'hydrogène « sale » (aciérie Arcelor-Mittal, production d'engrais Yara, site de Dow Chemical, raffinerie pétrolière Zeeland Refinery); mais ce grand projet ne fournira qu'un cinquième de la consommation actuelle d'hydrogène de ces sites industriels. Cela donne une indication intéressante sur le nombre d'éoliennes qui seraient nécessaires pour tous les beaux rêves à hydrogène. Aucun détail n'est donné sur les aspects financiers de ce projet, ni sur la solution envisagée à l'intermittence de l'énergie primaire...

Sur le rôle que l'hydrogène vert commence à jouer dans les aciéries, voir [ici](#).

[{14a}](#) Dans un interview pour Radio France publié le 11 novembre 2017, Cécile TEXIER, directrice du développement durable chez Alstom, explique:

« Ce train est alimenté avec une pile à combustible []. Et on a une batterie en parallèle qui permet de récupérer l'énergie de freinage, et d'optimiser globalement la consommation de l'hydrogène » ([ici](#)).

Mais il est légitime de se méfier d'un article qui, d'une part, affirme au premier alinéa que les 14 rames pour la Basse-Saxe ont coûté 200 millions d'euros (au lieu de 81,3) et dans son dernier alinéa qu'« aucune information ne filtre [] sur le montant des investissements... » et qui, d'autre part, annonce une capacité de 300 passagers au lieu de 150. En outre, aucun chiffre n'est donné sur le pourcentage d'économie réalisé par la récupération d'énergie de freinage.

Dans un autre article enthousiaste sur le train à hydrogène développé par Alstom, on trouve ceci:

« Any electrical energy that's not immediately used for traction can be stored in lithium-ion batteries on the train's underside. An auxiliary converter will also be used to adapt the energy for various on-board applications, including air conditioning, door systems and passenger information displays.

Aside from its clean output, iLint's key advantages are its smart power management and flexible energy storage. Electrical energy is supplied on demand, meaning the fuel cell is only required to work in full operation when the train is accelerating over sus-

tained periods. When the train brakes, the fuel cells are almost completely powered down, saving on hydrogen consumption.» ^(ici)

Ces informations sont moins précises qu'il n'y paraît et je ne les ai pas retrouvées dans les communiqués d'Alstom. Il est possible que la batterie pour l'air conditionné etc. se recharge lors du freinage, mais est-elle assez puissante pour réaliser l'économie faite par le train à pantographe/batterie si vantée par la SNCF? Pourquoi n'aurait-elle pas signalé pour le train à pantographe/hydrogène cet atout qu'avec raison, elle ne trouve pas anecdotique?

{15} Cette citation indique assez bien la position d'Eric BÉZIAT dans cet article du 5 mars 2021 : favorable au train à hydrogène et rendant les ingénieurs de la SNCF coupables du « retard pris sur l'Allemagne ». L'article du *Monde* du 27 mars, co-signé par Nabil WAKIM et Eric BÉZIAT, est plus intéressant, comme l'indiquent le titre et le chapô : « *L'hydrogène, une solution incertaine pour la mobilité*. Paré de toutes les vertus par ses défenseurs, ce gaz est avant tout indiqué pour la décarbonation de l'industrie, plus que pour assurer les déplacements de tout un chacun. La production d'un hydrogène sans émission de CO₂ reste en réalité bien lointaine en France » ^(ici). À noter un fait rare : cet article est suivi de nombreux commentaires intéressants.

{16} Les batteries posent un problème écologique, mais (a) la fabrication et le recyclage des éoliennes, panneaux solaires et électrolyseurs aussi et (b) la technique des batteries semble évoluer très vite; un signe de cela : la compagnie Shell a de très gros projets de production d'hydrogène plus ou moins vert ^(ici et ici) et participe déjà à la distribution d'hydrogène « sale » pour les voitures à hydrogène, mais elle destine l'hydrogène à produire plutôt pour les sites industriels et, pour les voitures, elle semble maintenant plutôt miser sur celles à batterie ^(ici) [je ne possède aucune action Shell].

La note du 14 mars 2019 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques ^(ici), dans des scénarios « à l'horizon 2040 », prévoit des progrès rapides pour les batteries lithium-ion (densité +61%, coût -48%) selon le Scénario Médian. Signalons toutefois que (a) certaines hypothèses de toutes ces estimations (p. 38) prêtent à sourire et que (b) les seules batteries envisagées sont les lithium-ion (les plus puissantes à ce jour) alors que d'ici 2040, il y en aura très vraisemblablement d'autres... Voir par exemple ^{ici, ici} (dernier paragraphe) ou ^{ici}.

La permutation de batteries, développée en Chine pour les voitures électriques ^(ici), pourrait sans doute être appliquée aux trains; l'automatisation de cette opération à mi-parcours devrait être possible...

{16a} Mediapart héberge le blog prolifique de Jean-Lucien HARDY, visionnaire à œillères hydrogénistes apparemment incapable d'imaginer un train à batterie suffisamment autonome : « L'intérêt économique d'un train électrique à hydrogène, c'est de fonctionner sans caténaire... » ^(ici). Il rêve d'un TGV à hydrogène « qui pourrait rouler encore plus vite qu'un TGV à caténaire » ^(ici), mais ne compter pas sur lui pour vous indiquer le nombre d'éoliennes qui seraient nécessaires pour fournir en hydrogène vert tous les TGV français. (Sur les idées défendues par HARDY, plus en note **{21}**).

{17} Un premier rapport de 24 pages est paru le 22 janvier 2021 ^(ici) : *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*. Il s'insère dans le cadre de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) du gouvernement (p. 1) qui table sur un premier pilier : une efficacité énergétique telle qu'à l'horizon 2050, la consommation finale d'électricité serait réduite de près de moitié (de 1600 TWh à 900 TWh) (p. 3) (mais : voir ^{ici}). Même dans ce cadre de besoins super-réduits, l'AIE et le RTE sont clairement pessimistes sur les possibilités de réaliser les conditions d'un réseau stable et suffisant. Ce premier rapport sert de base à une large consultation ^(ici) qui débouchera sur un rapport définitif à l'automne 2021 : de quoi éclairer quelques lanternes?

Voir aussi « La longue marche de la France pour atteindre 100% d'énergies renouvelables », *Le Monde*, 27 janvier 2021 ^(ici).

{18} Voir *Une électricité 100% renouvelable est-elle possible en France d'ici à 2050 et, si oui, à quel coût?*, Webinaire CIREP, 19 novembre 2020 ([ici](#)).

{18a} Cédric PHILIBERT explique pourquoi l'hydrogène n'est pas la solution pour les gros navires dans « Des cargos écolos grâce à l'ammoniac vert » (28 mars 2021, [ici](#)) et pourquoi la solution en marche est l'ammoniac par injection dans des moteurs de type diesel adaptés. Mais les navires en préparation actuellement carburgeront à un ammoniac pas encore vert! « Parmi la quinzaine de grands projets d'hydrogène vert annoncés destinés à l'exportation, une moitié vise la production d'ammoniac, pour le marché du transport maritime (et celui des centrales électriques japonaises). Certains dépassent les 10 gigawatts de puissance renouvelable et de capacités d'électrolyse. La production « tout-électrique » d'ammoniac, associant électrolyse, séparation cryogénique de l'azote de l'air et synthèse de l'ammoniac dans des boucles « Haber-Bosch » ne date pas d'aujourd'hui []. La seule innovation consistera à l'adapter à la production variable solaire et/ou éolienne. » Cette perspective doit encore faire ses preuves et, de toute façon, nous retrouvons ici le problème de la quantité d'électricité verte qui sera disponible pour tous les usages auxquels on la destine...

{19} « ... Ik vrees dat er straks gascentrales aangezet worden om alle nieuwe waterstoffabrieken van stroom te voorzien, en dat de CO₂-uitstoot zal toenemen » ([ici](#)).

{20} L'article de la Wikipédia intitulé « Séquestration géologique du dioxyde de carbone » ([ici](#)) est très documenté et se termine par une Conclusion qui débute ainsi: « La séquestration du CO₂, étudiée par le GIEC, intéresse un nombre croissant de chercheurs et de décideurs, ainsi que le public, mais ne semble pas être une solution disponible à court terme ni opérationnelle à grande échelle à moyen terme ... ». L'article plus général intitulé « Séquestration du dioxyde de carbone » ([ici](#)) n'incite pas à plus d'optimisme.

L'article d'Annika JOERES & Suzanne GÖTZE, « Les fausses promesses des technologies de captage du carbone pour réduire les émissions de CO₂ », paru dans *Le Monde* du 10 avril 2021 ([ici](#)) ajoute des détails récents importants aux deux articles de la Wikipédia sur le sujet.

Le 9 mai 2021, le gouvernement néerlandais a confirmé l'attribution d'une subvention très importante à deux raffineries (de Shell et ExxonMobil) et deux unités de production d'hydrogène (d'Air Liquide et Air Products) pour le captage de CO₂ à partir de 2024 et sa séquestration dans des champs de gaz naturel épuisés en Mer du Nord. Le montant de la subvention couvre la différence entre les frais de cette opération (80 euros la tonne de CO₂) et le prix des droits d'émission (actuellement environ 50 euros la tonne) jusqu'à un maximum de 2,1 milliard d'euros. Le seul projet de cette sorte aux Pays-Bas jusqu'ici date d'une dizaine d'années et avait été stoppé par le gouvernement à la suite de l'opposition des habitants les plus proches de l'endroit prévu pour le stockage ([ici](#)). Quelle résistance ce nouveau projet rencontrera-t-il? Il implique, aux prix actuels, un stockage de 70 millions de tonnes que l'on peut comparer aux tonnages indiqués en note **{20a}**.

L'article de Martine ORANGE intitulé « Reforestation, tigre virtuel, marché carbone: les mirages de la finance verte » du 5 février 2020 ([ici](#)) offre une perspective plus large sur les développements en cours concernant la question du carbone.

{20a} ExxonMobil annonce avoir en 2019 capté et séquestré 9 millions de tonnes de CO₂, soit 23% de ses émissions de gaz à effet de serre en 2019, « more than any other company globally » ([ici](#)). Cependant, dans un rapport publié le 19 avril 2021 ([ici](#)) et intitulé *Revealed: 9 examples of fossil fuel company greenwashing*, l'ONG ClientEarth affirme que ces 9 millions de tonnes de CO₂ capturés « represents less than 2% of its 2019 annual emissions of 730 million tons of CO₂ ». Mais d'où vient ce chiffre de 730 millions? Dans son *Sustainability Report*, ExxonMobil indique pour 2019 un total de 120 millions de tonnes de « greenhouse gas emissions (net equity, CO₂-equivalent emissions) » ([ici](#), p. 39). Dans ce cas, la part séquestrée est de 7,5%. Doit-on considérer que les 23% annoncés sont calculés sur la seule production de gaz naturel et non sur l'ensemble des activités de cette compagnie? Même ainsi, ce serait très loin d'une production décarbonée.

Le 20 avril 2021, un article de Kevin Crowley, intitulé « Exxon floats \$100 billion government-backed carbon capture hub » ([ici](#) ou [ici](#)), décrit ainsi ce projet :

« In what would be the world's biggest carbon carbon and sequestration project, Exxon along with a multitude of private and public partners would build a facility to collect emissions from refineries, petrochemical plants and other industrial facilities along the Houston Ship Channel []. Early projections show such a facility could bury 50 million tons a year beneath the Gulf of Mexico by 2030, more than all CCS projects currently operating globally. Exxon said that figure could double by 2040. [] « It will need government and private-sector funding, as well as enhanced regulatory and legal frameworks that enable investment and innovation, » Exxon said. »

Les tonnages de CO₂ qui seraient ainsi capturés dans diverses implantations industrielles peuvent paraître énormes : ils sont encore inférieurs aux émissions d'ExxonMobil à elle seule. Vu toute l'activité pétro-gazière passée dans le Golfe du Mexique, le danger de fuites, accompagnées de désastres écologiques, par de vieux puits mal bouchés pourrait se révéler plus énorme encore.

{21} Tous les problèmes évoqués jusqu'ici se retrouvent dans le blog signalé en note **{16a}**. J.-L. HARDY se présente comme un écologiste qui voit LA solution au réchauffement climatique et au danger nucléaire dans l'utilisation systématique de l'hydrogène vert (par exemple [ici](#) et [ici](#)). Il en a dit beaucoup de bien sur la « vertitude » de certains procédés de production de sa panacée, par exemple par la biomasse ([ici](#), voir note **{10a}**), et à reconnaître qu'« en termes de transition énergétique, quelques compromis s'imposent » ([ici](#)), provisoires bien sûr, mais sans doute... durables, puisqu'il voue tout ce qui bouge à l'hydrogène, même les avions ([ici](#)). Dans un billet de blog sur la Suisse ([ici](#), voir aussi [ici](#)), il communique deux nouvelles sur la distribution d'hydrogène dans ce pays qui ne spécifient pas la « couleur » de l'hydrogène distribué. Idem pour la Chine ([ici](#)). Il applaudit à un rapport de l'ATIE ([ici](#)) qui promeut l'hydrogène vert, mais aussi le bleu grâce au captage de CO₂ (qui reste un problème à résoudre à l'échelle des émissions produites). Il ne connaît semble-t-il aucune des limites à la production de l'hydrogène vert, clé de « LA route majeure de l'économie de demain » et il joue avec verve le rôle du ravi caméléonesque de la crèche renouvelable qui se prête au « greenwashing » de la filière hydrogène.

Que l'hydrogène puisse être une solution pour le transport d'énergie, soit ; mais vouloir que les centrales électriques ne fassent des réserves d'énergie que sous forme d'hydrogène ([ici](#) et [ici](#), comparer avec la note **{16}**) alors que les coûts de maintenance de ces réserves seront sûrement très supérieurs à ceux des batteries ? Selon la Note n°11 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques de février 2019 ([ici](#), voir note 24), le stockage de l'électricité par l'hydrogène vert ne sera possible que si le passage à l'échelle industrielle de la technologie SOEC (électrolyse haute température haut rendement) prévu en 2026 sera réussi, menant à un prix très bas de production de l'hydrogène vert qui rendra le stockage par hydrogène compétitif pour « les applications de stockage saisonnier de l'électricité attendues sur la période 2035-2050 ». Pas étonnant donc qu'en septembre 2014, selon HARDY ([ici](#), le lien ne permet pas de retrouver la source exacte de l'information), la start-up McPhy ait demandé à l'Assemblée Nationale « un bonus de 50€/MWh pour le stockage de l'électricité renouvelable sous forme d'hydrogène, afin de rendre ce stockage concurrentiel. » Même un représentant de la filière hydrogène française re-connaît en septembre 2020 que l'hydrogène et les batteries sont complémentaires ([ici](#)). Dès lors, le mépris cavalier affiché par HARDY envers les batteries ([ici](#)) me le rend suspect : aurait-il avec la filière de l'hydrogène d'autres liens qu'un noble quoique sectaire enthousiasme ?

Entretiens, de nouvelles solutions émergent pour le stockage statique de l'électricité qui n'utilisent ni batteries ni hydrogène ! Par exemple, ce système à air comprimé : [ici](#) et [ici](#).

Est-ce aussi le besoin de l'utopie d'un monde aux ressources infinies et pas chères ou l'intérêt de la filière de l'hydrogène dans un tel discours qui serait la cause de prévisions incroyablement optimistes quant à la baisse du prix de l'énergie renouvelable d'ici 2030 que C. PHILIBERT rapporte dans son billet du 19 avril 2021 ([ici](#)) ? Selon l'agence Bloomberg New Energy Finance (BNEF),

«l'hydrogène <vert> produit à partir d'électricité photovoltaïque ou éolienne à terre coûtera moins cher dès 2030 que l'hydrogène produit à partir du gaz naturel avec capture et stockage du CO₂ avec des coûts allant de 1 à 2 dollars des USA []. Or si l'hydrogène fabriqué à partir d'électricité renouvelable, avec un rendement d'environ 30%, devient une source de chaleur moins chère non seulement que l'hydrogène ex-gaz naturel (avec un rendement à peu près similaire, les émissions de CO₂ en plus) mais même que le gaz naturel lui-même, cela signifie a fortiori que l'électricité renouvelable devient elle-même moins chère que le gaz naturel comme source de chaleur (et beaucoup moins chère que le gaz naturel comme source d'électricité avec un rendement chaleur/électricité de 60%).»

Mais PHILIBERT sait raison garder :

«Si ces prévisions se vérifient, ce sont évidemment de bonnes nouvelles pour la transition énergétique. Mais les fans de l'hydrogène auraient tort de se voir confortés dans leur opinion que l'hydrogène sera l'alpha et l'oméga de la transition énergétique. [] si les renouvelables et l'hydrogène vert vont devenir plus rapidement et plus fortement compétitifs avec les énergies fossiles qu'on ne le prévoyait auparavant, c'est évidemment une excellente nouvelle pour la transition énergétique, mais cela ne change pas grand-chose à la hiérarchie des usages – dans quel cas il convient d'électrifier un usage de l'énergie, et dans quel cas il faudra utiliser l'hydrogène.

Or voici ce que le fondateur de BNEF, justement, Michael LIEBREICH, écrivait récemment à ce sujet : l'hydrogène < fait sens pour les fertilisants et la chimie, peut-être l'acier, l'aviation, le transport maritime et le soutien des réseaux électriques. Mais il ne trouvera que des niches dans les transports terrestres. C'est une solution médiocre pour le chauffage, nécessitant cinq ou six fois plus de capacités renouvelables que les pompes à chaleur, et même la chaleur industrielle serait bien plus efficacement fournie directement par l'électricité. » (soulign. LC)

Le 30 octobre 2020, PHILIBERT avait écrit une tribune dans *Le Monde*, intitulée « À trop demander à l'hydrogène, on ne rend pas forcément service à la transition énergétique », où il insistait déjà sur les priorités à respecter dans la transition vers l'hydrogène :

«Les industries chimiques et sidérurgiques, le raffinage, le transport maritime et l'aviation ne sauraient se <décarboner> sans hydrogène <propre>. [] Au-delà de ces quatre usages fondamentaux, faut-il développer l'emploi de l'hydrogène pour le chauffage, la chaleur industrielle et les transports terrestres lourds? Pour les longues distances, l'hydrogène a certes sur les batteries l'avantage de l'autonomie et du temps de recharge, mais il requiert trois fois plus d'électricité pour être produit. Les batteries font des progrès réguliers, les solutions de recharge rapide ou d'alimentation électrique, par exemple par le sol pour les tramways ou les camions, se développent. Les trains hydrogène sont, eux, à la mode pour remplacer les motrices diesels sur les lignes secondaires. Mais on peut aussi combiner électrification partielle et batteries » (ici).

Or, dans cette tribune, il se déclare favorable à l'utilisation de l'hydrogène bleu partiellement décarboné et, malgré cette possibilité ajoutée à l'hydrogène vert, il maintient la nécessité de priorités sectorielles pour l'hydrogène dans la transition énergétique. Une telle vision globale disparaît dans une vogue qui fétichise la <voiture du futur>, le <train du futur> etc. et qui mène à un chaos d'initiatives locales ou régionales et un mésusage des capacités d'investissements.

{22} Voir le paragraphe <Agressivité à l'égard des matériaux> de l'article <Hydrogène> de la Wikipédia (ici) et le billet « Développement de l'hydrogène, attention à la précipitation » (ici).

La note n°11 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques de février 2019 (ici), qui mentionne des problèmes de sécurité avec les batteries lithium-ion (note 12), n'en signale aucun pour l'hydrogène. À la décharge des auteurs, on peut relever qu'elle est antérieure aux accidents en Norvège (ici) et à Douai (ici), mais sont-ils les premiers?

Par contre, les textes gouvernementaux de Présentation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France (^{ici} et ^{ici}) sont postérieurs à ces deux accidents et ne consacrent pas un mot à la sécurité.

À l'opposé, la lettre du gouvernement néerlandais au Parlement (voir note {23}), rédigée entre l'accident en Norvège et celui de Douai, consacre une demi-page à la sécurité en vue d'insérer cette question dans le cadre législatif et réglementaire, indiquant que, depuis le début de l'année 2020, un programme de quatre ans consacré à la sécurité dans ce domaine est lancé sous la forme d'une collaboration des secteurs public et privé entre l'État, les gérants des réseaux (gaz, électricité...), les organisations de secours, les structures scientifiques et les entreprises dans le but d'inventorier les questions de sécurité liées à l'hydrogène et de faire des propositions pour les traiter (^{ici}, p. 8). D'où il ressort que l'opposition (simpliste) « frugaux » / « dépensiers » n'est que l'une des différences entre les deux pays...

{22a} Siemens avait annoncé son premier train à hydrogène pour 2021 (^{ici}). Le délai intervenu a-t-il permis à Siemens de trouver une solution technique plus efficace que celle d'Alstom ?

{23} Les Pays-Bas offrent un bon exemple d'inflation compétitive. En janvier 2018, les entreprises AkzoNobel et Gasunie annoncent un projet de production d'hydrogène vert à Delfzijl: « Avec une capacité de 20 megawatt, ce sera selon AkzoNobel et Gasunie la plus grande fabrique de ce genre en Europe » et sa capacité sera ensuite augmentée à 100 MW (^{ici}). Le 27 février 2020, Shell annonce son plan pour le « Europe's largest green hydrogen project » à Eemshaven (en Groningue): 3 GW avant 2030 et peut-être 10 GW vers 2040; la rhétorique utilisée à cette occasion par la dirigeante de Shell Nederland est éloquent: « ... we are launching an ambition that puts the Netherlands at the forefront of hydrogen globally. [] Together we will have to pioneer and innovate to bring together all the available knowledge and skills that are required. The energy transition calls for guts, boldness, and action » (^{ici}) (soulign. LC).

La pression sur la sphère politique est forte depuis un certain temps et, fin mars 2020, le gouvernement néerlandais envoie au Parlement un plan très complet et très ambitieux (^{ici}). Parmi les nombreuses mesures annoncées, deux remèdes contre le prix trop élevé pour le marché de l'énergie de l'hydrogène vert produit aux Pays-Bas: (a) addition obligatoire d'hydrogène vert dans le réseau de gaz et (b) importations à partir de pays où il est produit à bas coût.

Des voix critiques s'élèvent sur la rentabilité et la faisabilité de cette filière (par ex.: « Kabinet mikt op waterstof, hoe realistisch is dat? », ^{ici}), mais la perspective de subventions fait jaillir un tel flot de projets que la production d'hydrogène vert pourrait causer une hausse de 28 à 35% de la consommation d'électricité exigeant beaucoup plus d'éoliennes que prévues (et, à défaut, d'importations de gaz naturel pour produire de l'hydrogène bleu...) (voir note {24}). Les critiques se renforcent, mais une large majorité parlementaire exige du gouvernement un plan plus ambitieux encore pour financer tous ces projets et « pour acquérir et conserver un rôle de premier plan en Europe dans le passage à l'hydrogène » en créant une « Hydrogen Valley » (^{ici}). Les sommes à investir sont pharaoniques... une version moderne de la Tulipomanie de 1637 ?

Entretemps, le port de Rotterdam multiplie les projets pour sa zone industrielle. Le 8 février 2021, il annonce un projet avec la compagnie d'électricité allemande Uniper pour une fabrique de 100 MW à augmenter à 500 MW (^{ici}). Le 23 mars 2021, il signe un accord pour l'importation d'hydrogène vert du Chili, dont le ministre de l'énergie déclare: « ...nous voulons produire en 2030 l'hydrogène vert le moins cher du monde... » (^{ici}) [il faut bien être le champion de quelque chose...]. Pour plus de données chiffrées, voir Alan MAMMOSER, « The Port City That Could Become Europe's First Big Hydrogen Hub », 1^{er} mai 2021 (^{ici}). Voir aussi {14}.

De toute façon, la rentabilité de la filière hydrogène n'est pas directement un souci pour le secteur privé: elle est et sera (durablement?) lourdement subventionnée. Pour ceux qui veulent toujours être les premiers en n'importe quoi, tous les moyens sont bons, à commencer par l'argent des contribuables. Pour l'un des projets d'électrolyseur de la Shell, le gouvernement néerlandais estime qu'une sub-vention sera nécessaire de 1 à 2 milliard(s) d'euros pour les premiers 500 MW

(^{ici}); il envisage la construction « dans les dix années à venir d'électrolyseurs d'une capacité de 3.000 à 4.000 MW. Entretiens, les plans des régions sont montés à 10.000 MW » (^{ici})... uniquement pour les électrolyseurs – à comparer aux efforts français: « La programmation pluri-annuelle de l'énergie (PPE) prévoit la mise en service de un à dix démonstrateurs d'ici à 2023 et de dix à cent d'ici à 2028, avec une contribution publique aux investissements de 50 millions € par an sur trois ans » (Wikipédia, ^{ici}) (soulign. LC).

Pour mémoire: le premier démonstrateur français (Dunkerque 2018) reçut une subvention de l'ADEME de 15,3 millions € pour n'assurer que l'injection de 6% d'hydrogène dans un réseau très local de gaz naturel pour une cinquantaine de bus et quelque 200 logements (^{ici}); mais le dossier de presse de 2014 (^{ici}), qui a dû coûter fort cher, prêche, sous l'égide de Jeremy Rifkin, la Révolution Hydrogène. Résultat selon la Wikipédia (^{ici}): « C'est l'une des initiatives françaises les plus importantes en matière d'hydrogène et de *power-to-gas*. Lancée en 2014, elle s'inscrit dans le cadre de la stratégie de la troisième révolution industrielle (TRI) de la région Nord-Pas-de-Calais (reprise par la région Hauts-de-France, avec le soutien de l'ADEME) pour contribuer notamment à réduire les émissions de gaz à effet de serre ». [En France, ce qui importe c'est moins la réalité que le symbole.]

{24} En juin 2020, le gouvernement néerlandais estime l'augmentation de consommation électrique due à la production d'hydrogène vert à 28% d'ici 2030 (^{ici}), mais cette augmentation n'est pas encore intégrée dans les plans pour le réseau électrique, pas plus que celle due par les *data centers* à venir ou l'accroissement du parc des voitures électriques: « Met een groeiende stroomvraag wordt namelijk geheel geen rekening gehouden: niet in de leidende *Klimaat- en Energieverkenning* van het Planbureau voor de Leefomgeving, en evenmin toen vorig jaar is bepaald hoeveel wind- en zonneparken er tot 2030 gebouwd moeten worden. Onderhandelaars voor het klimaatakkoord wisten dat zaken als datacentra, industriële boilers en elektrische auto's meer stroom konden vergen, maar uiteindelijk bleef dat vraagstuk uit beeld. Elektrolyzers werden al helemaal niet meegeteld » (ibidem).

En décembre 2020, les plans des provinces du Nord des Pays-Bas (Drenthe, Frise et Groningue) pour la production d'hydrogène vert impliquent une augmentation de 35% de la consommation électrique nationale qui imposerait de construire le double de parcs éoliens que prévu ou de recourir à des centrales électriques à combustibles fossiles: « De grote vraag naar groene stroom voor de waterstoffabrieken dwingt ertoe om tot 2030 twee keer zoveel windparken op de Noordzee te bouwen als nu voorzien is. Dat kost vele miljarden euro's. Maar als de bouw van windparken achterblijft bij de waterstofambities, moeten fossiele elektriciteitscentrales meer draaien en neemt de CO₂-uitstoot toe » (^{ici}). Ces trois provinces, qui étaient productrices de gaz naturel, veulent remplacer cette activité en extinction et devenir les « champions mondiaux de cette nouvelle industrie »... [La vogue de l'hydrogène a généré une pandémie de championite aiguë!]

{25} « En Bourgogne-Franche-Comté, toujours un train d'avance » est le titre de l'article sur le site internet de la région Bourgogne-Franche-Comté.

{26} Voir par exemple « Hausse du niveau de la mer – des élus normands luttent à reculer » (^{ici}). Cet article est limité à la Normandie; les mêmes difficultés apparaissent ailleurs (banlieue de Montpellier, Camargue...). Que penser de l'achat pseudo-écologique à l'Est de trains énergivores et dispendieux à l'achat et à l'usage quand à l'Ouest et au Sud le littoral est rongé par la montée des eaux marines au point qu'il est question que le Cotentin soit coupé en deux par la Manche? Chacun pour soi régionaliste pour une augmentation des inégalités entre régions? Écologisme de salon et « greenwashing » électoral?

{27} La perspective de création d'emplois ne paraît pas proportionnée aux investissements impliqués dans la fabrication de l'hydrogène vert: la nouvelle unité de production d'Air Liquide au Québec décrite dans un article du *Monde* du 27 mars 2021 ne crée que 17 emplois (^{ici})... qui remplacent sans doute des emplois dans le secteur de la production d'hydrogène « sale » ...

L'importation d'hydrogène vert produit à bas coût dans des pays dont la monnaie est tendan-

tiellement baissière par rapport à l'euro et l'organisation d'un marché international sur cette base (voir la note {23}) peuvent mener à une part de délocalisation assez importante pour avoir un impact négatif sur les projets d'électrolyseurs dans les pays produisant à des coûts plus élevés. Dans ce cas, l'argument de la création d'emploi dans ces pays ne tiendra pas, ni celui de la souveraineté énergétique...

Lors de la signature du contrat avec Alstom, les déclarations mettent en avant le maintien de l'emploi dans deux sites français d'Alstom grâce aux trains à hydrogène. Mais un remplacement des trains diesel par des rames bimode pantographe/batterie aurait eu le même effet.

{28} Selon un article du *Monde* du 11 mars 2021, dix ans après la catastrophe de Fukushima, EDF n'a encore réalisé qu'une partie des mesures de sécurité décidées depuis et « la totalité des mesures post-Fukushima ne seront pas mises en œuvre avant 2035 » : « *Les opérations vont se poursuivre comme prévu jusqu'au réexamen du dernier réacteur, prévu en 2035*, précise Bernard DOROSZCZUK, le président de l'ASN... » (^{ici}). Sur les difficultés diverses d'EDF, voir ^{ici}, ^{ici} et ^{ici} : en quoi la nouvelle structure voulue par le gouvernement permettrait-elle de réaliser le miracle annoncé ?

{29} La source indiquée dans la note 9 de cette citation de la Wikipédia est réservée aux abonné(e)s.

L'article du *Monde* du 5 mars 2021 indique : « ... la puissance publique y voit un intérêt financier : hydrogéniser les trains permet de les faire passer au tout-électrique, sans modifications coûteuses de l'infrastructure. Avec le projet Bourgogne-Franche-Comté, la SNCF et l'État s'épargnent, par exemple, l'électrification programmée de la portion de ligne entre Auxerre et Laroche-Migennes. » La SNCF y a dans ce cas tout intérêt parce que les trois rames sont payées par la région et l'État, ce qui permet de mettre au tiroir l'avis des ingénieurs préférant les trains à batterie ! Quant à l'État, il verse pour ces trois rames directement 9,9 millions de subventions plus indirectement 42 millions via les régions ; la question devient : à combien se serait monter l'ardoise pour 21 km d'électrification ? Et rien ne transpire sur le tarif de l'hydrogène à fournir par EDF et le différentiel avec le prix de l'électricité utilisée par la SNCF...

Soit dit en passant, dans l'annonce faite par la région Bourgogne-Franche-Comté, il y a un petit loup. Elle reprend cette déclaration du PDG d'Alstom : « Ce train [] fonctionnera à l'électricité sous caténaire, et grâce à l'hydrogène lorsque la ligne ne sera plus électrifiée » (^{ici}) (soulign. LC). On pourrait en déduire qu'il ne s'agit pas de remplacer des vieux diesels polluants, mais des trains électriques utilisant une électricité « bon marché » par d'autres très chers qui utiliseront une électricité beaucoup plus chère mais permettront d'ôter ces horribles portemanteaux [sssss... mauvais esprit !] et cette caténaire qui freine le TGV (voir note {16a}). Mais, c'est juste parce que le PDG raisonnait sur un trajet partant de Paris...

{30} Selon un article du *People's Daily Online* du 29 novembre 2010 :

« Recently, China's first new energy fuel cell light-rail train, jointly developed by the China North Vehicle Yongji Electric Motor Corporation and the Southwest Jiaotong University, was successfully launched.

China's first new-energy fuel cell light-rail locomotive adopts hydrogen as the energy for the fuel cells as well as the world advanced permanent-magnet synchronous motor and frequency converter independently developed by the China North Vehicle Yongji Electric Motor Corporation as its main source of power. » (^{ici})

Il est possible que l'hydrogène en question ne soit pas produite de façon « propre », mais les trains commandés par l'Allemagne rouleront aussi à l'hydrogène « sale » jusqu'à une date non fixée (voir page 10) et les trains pour la région Bourgogne-Franche-Comté ne rouleront qu'à partir de 2023 au mieux. Quelles conclusions ont tiré les autorités chinoises de cette expérience de onze ans pour l'avenir de leur équipement ferroviaire ?

NOTABENE Le projet actuel des 14 Régiolis-H₂ est une phase pilote jusqu'en 2025. Nous aurons sans doute l'occasion de mettre ce texte à jour d'ici là... Toute information supplémentaire sera la bienvenue.

SOURCES CITÉES

RAPPORTS / ANALYSES / PRÉSENTATIONS

- 2014.01.27 GRHYD, *Gestion des réseaux par l'injection d'hydrogène pour décarboner les énergies*, 24 pp. ([ici](#))
- 2019.02.12 OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES, *Le stockage de l'électricité*, Note n°11, 10 pp. ([ici](#))
- 2019.03.14 OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES, *Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040*, 158 pp. ([ici](#))
- 2020.03.30 RIJKSOVERHEID, *Kamerbrief over Kabinetsvisie waterstof*, 20 pp. ([ici](#)).
- 2020.09.08 GOUVERNEMENT FRANÇAIS, *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*. Dossier de presse, 15 pp. ([ici](#))
- 2020.09.09 GOUVERNEMENT FRANÇAIS, *Présentation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*, economie.gouv.fr ([ici](#))
- 2020.11.19 CIRED, *Une électricité 100% renouvelable est-elle possible en France d'ici à 2050 et, si oui, à quel coût ?*, Webinaire ([ici](#))
- 2020.12.09 CORPORATE EUROPE OBSERVATORY / FOOD & WATER WATCH / RENEW, *The hydrogen hype: gas industry fairy tale or climate horror story?*, corporateeurope.org, 48 pp. ([ici](#))
- 2021.01.05 EXXONMOBIL, *Sustainability Report*, 43 pp. ([ici](#))
- 2021.01.22 RTE/AEI, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, 24 pp. ([ici](#))
- 2021.03.26 HYDROSTOR, *How Hydrostor Is Enabling The Energy Transition (2021)* ([ici](#))
- 2021.04.19 CLIENTEARTH, *Revealed: 9 examples of fossil fuel company greenwashing* ([ici](#))
- 2021.04.15 OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES, *Les modes de production de l'hydrogène*, Note n°25, 10 pp. (fichier PDF du 6 mai 2021: [ici](#))

PRESSE

- 2010.04.08 ENERZINE, « Une batterie géante au sodium de 4 MW au Texas », enerzine.com ([ici](#))
- 2010.11.29 PEOPLE'S DAILY ONLINE, « China introduces first light-rail train with new-energy fuel cells », people.cn ([ici](#))
- 2013.01.10 BAUDET, Béatrice et al., « Christophe de Margerie: « Le changement climatique, c'est sérieux » », *Le Monde* ([ici](#))
- 2014.09.29 HARDY, Jean-Lucien, « L'Assemblée nationale découvre l'hydrogène renouvelable », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2015.04.07 « Mise au point d'une batterie rechargeable en une minute », *Le Monde* ([ici](#))
- 2015.07.27 HARDY, Jean-Lucien, « Hydrogène renouvelable vs. Hydrogène fossile », Blog sur Mediapart ([ici](#))

- 2016.05.11 HARDY, Jean-Lucien, « Stocker l'énergie: le graphène demain peut-être, mais l'hydrogène aujourd'hui », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2016.06.29 PHILIBERT, Cédric, « Vers l'acier sans émissions de GES », cedricphilibert.net ([ici](#))
- 2016.09.20 WELT, « Erster Wasserstoff-Zug der Welt fährt in Deutschland », welt.de ([ici](#))
- 2017.03.14 ALSTOM, « Premier essai réussi à 80 km/h pour le train à hydrogène Coradia iLint d'Alstom », partners.alstom.com ([ici](#))
- 2017.11.09 ALSTOM, « Alstom construit 14 trains Coradia iLint pour la LNVG à Salzgitter », alstom.com ([ici](#))
- 2017.11.11 RAYMOND, Isabelle, « Alstom livre les 14 premiers trains à hydrogène en Allemagne: « Une alternative au diesel qui va décarboniser le transport » », francetv-info.fr ([ici](#))
- 2017.11.14 HARDY, Jean-Lucien, « Siemens prépare un train à hydrogène pour 2021 », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2018.01.09 AFN, « Akzo en Gasunie werken aan waterstoffabriek », iex.nl ([ici](#))
- 2018.09.15 BELL, Nicholas, « La biomascarade continue », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2018.09.16 ALSTOM, « Première mondiale: les trains à hydrogène d'Alstom entrent en service commercial en Basse-Saxe », alstom.com ([ici](#))
- 2018.09.17 DW, « Hydrogen-powered trains are coming to Germany », dw.com ([ici](#))
- 2018.12.XX HEISE, « Wasserstoff statt Diesel: Neuartige Züge bewähren sich im Betrieb », heise online ([ici](#))
- 2019.01.09 HARDY, Jean-Lucien, « Un TGV à hydrogène pourrait rouler encore plus vite qu'un TGV à caténaire », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2019.04.02 DANIÉLO, Olivier, « La voiture à hydrogène est un miroir aux alouettes de la transition énergétique », reporterre.net ([ici](#))
- 2019.05.08 HARDY, Jean-Lucien, « Des électrolyseurs commercialisés au format de conteneurs pour produire l'hydrogène », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2019.05.12 HARDY, Jean-Lucien, « L'hydrogène renouvelable va décarboner la sidérurgie », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2019.05.21 ALSTOM, « fahma, une filiale de RMV, passe commande à Alstom de la plus grande flotte de trains au monde alimentés par une pile à combustible », alstom.com ([ici](#))
- 2019.06.12 DOCHE, Audric, « Norvège: explosion d'une station d'hydrogène, Toyota et Hyundai dans l'attente », caradisiac.com ([ici](#))
- 2019.06.19 HARDY, Jean-Lucien, « La Chine passe à l'hydrogène au détriment des batteries », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2019.07.12 HARDY, Jean-Lucien, « Pour la 1re fois, l'Agence Internationale de l'Energie promeut l'hydrogène », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2019.09.05 ATL, « Strasbourg va produire de l'hydrogène renouvelable à partir de biomasse », actu-transport-logistique.fr ([ici](#))
- 2019.09.26 HARDY, Jean-Lucien, « En Suisse, le carburant sera l'hydrogène pour les camions puis pour les voitures », Blog sur Mediapart ([ici](#))
- 2020.02.05 ALSTOM, « Alstom signe un premier contrat pour des trains régionaux électriques à batterie en Allemagne », alstom.com ([ici](#))
- 2020.02.05 ORANGE, Martine, « Reforestation, tigre virtuel, marché carbone: les mirages de la finance verte », Mediapart ([ici](#))
- 2020.02.27 SHELL, « Europe's largest green hydrogen project starts in Groningen », shell.nl ([ici](#))
- 2020.03.20 ALSTOM, « Le train à hydrogène Coradia iLint d'Alstom passe les tests avec succès aux Pays-Bas », alstom.com ([ici](#))
- 2020.03.30 ALSTOM, « Alstom fournira 30 trains régionaux Coradia iLint à Hessische Landesbahn en Allemagne », alstom.com ([ici](#))
- 2020.05.07 SHELL, « Plan for wind energy to power Rotterdam green hydrogen plant », shell.nl ([ici](#))
- 2020.05.07 AFN, « Fabriek Shell zorgt voor boost Rotterdamse waterstofeconomie », iex.nl ([ici](#))

- 2020.05.19 ALSTOM, « Successful year and a half of trial operation of the world's first two hydrogen trains, next project phase begins », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2020.07.28 ALSTOM, « Bremervoerde accueillera la première station de recharge hydrogène au monde destinée aux trains passagers », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2020.07.30 FRANCE3, « Douai: plusieurs explosions et un important incendie à l'usine Seveso Air Liquide », [francetvinfo.fr](#) ([ici](#))
- 2020.08.09 SANTEN, Hester van, « Kabinet mikt op waterstof, hoe realistisch is dat? », [nrc.nl](#) ([ici](#))
- 2020.09.04 FERRARI, Fabio, « Plan Hydrogène: « Une étape majeure est franchie » », *Le Monde* ([ici](#))
- 2020.09.29 ATELIER D'ÉCOLOGIE POLITIQUE DE TOULOUSE, « Avion à hydrogène: quelques éléments de désenfumage », Blog sur Mediapart ([ici](#)).
- 2020.10.30 PHILIBERT, Cédric, « À trop demander à l'hydrogène, on ne rend pas forcément service à la transition énergétique », *Le Monde* ([ici](#))
- 2020.10.30 SEBI, Carine, Anne-Lorène VERNAY & Nuria MORATAL, « Hydrogène: « Créer un réseau régional, c'est avancer malgré des incertitudes techniques et financières élevées » », *Le Monde* ([ici](#))
- 2020.11.23 POLTZ, Joern & Vera ECKERT, « Siemens, Deutsche Bahn launch local hydrogen trains trial », [reuters.com](#) ([ici](#))
- 2020.11.26 ALSTOM, « Alstom va fournir les premiers trains à hydrogène en Italie », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2020.10.26 ALSTOM, « Le Land de Hesse accueille sa première station de ravitaillement en hydrogène pour les trains de passagers », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2020.12.01 ALSTOM, « Le train à hydrogène d'Alstom termine avec succès trois mois de tests en Autriche », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2020.12.01 SANTEN, Hester van, « Stroomvraag stijgt 35 procent door waterstofplannen van Noord-Nederland », [nrc.nl](#) ([ici](#))
- 2020.12.01 SANTEN, Hester van, « Waterstof: potentieel groen, maar nu nog peperduur », [nrc.nl](#) ([ici](#))
- 2020.12.17 BALANYA, Belen & Hans van SCHAREN, « Un soutien public massif va continuer de financer le gaz fossile... via l'hydrogène! », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.01.27 MOUTERDE, Perrine & Nabil WAKIM, « La longue marche de la France pour atteindre 100% d'énergies renouvelables », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.02.08 AFN, « Proef met fabriek voor groene waterstof op Maasvlakte », [iex.nl](#) ([ici](#))
- 2021.03.05 RÉGION BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ, « En Bourgogne-Franche-Comté, toujours un train d'avance », [bourgognefranchecomte.fr](#) ([ici](#))
- 2021.03.05 BÉZIAT, Eric, « Les premiers trains à hydrogène français bientôt sur les rails », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.08 SHELL, « Shell Recharge groeit door: op naar 250 snelladersshell.nl » ([ici](#))
- 2021.03.10 MOUTERDE, Perrine, « La difficile quête de terrains pour implanter les parcs éoliens et solaires », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.10 SNCF, « Des TER hybrides bientôt dans vos gares », [sncf.com](#) ([ici](#))
- 2021.03.11 MOUTERDE, Perrine, « En France, la totalité des mesures post-Fukushima ne seront pas mises en œuvre avant 2035 », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.18 SNCF, « 44 M€ pour la modernisation de la ligne Paris-Lyon entre Laroche-Migennes et Auxerre », [sncf.com](#) ([ici](#))
- 2021.03.22 AFN, « Haven Rotterdam kijkt naar groene waterstof uit Australië », [iex.nl](#) ([ici](#))
- 2021.03.23 PETROCHEM, « Samenwerking Chili en Havenbedrijf Rotterdam voor groene waterstof », [petrochem.nl](#) ([ici](#))
- 2021.03.24 WAKIM, Nabil, « Les trois prochains hivers seront rudes pour le système électrique français », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.26 RONDREUX, Vincent, « Hausse du niveau de la mer: des élus normands luttent à reculons », Blog Mediapart ([ici](#))

- 2021.03.27 JOUAN, H el ene, « Au Canada, Air Liquide produit enfin de l'hydrog ene sans émettre de dioxyde de carbone », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.27 WAKIM, Nabil & Eric B EZIAT, « L'hydrog ene, une solution incertaine pour la mobilité », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.03.28 PHILIBERT, C edric, « Des cargos écolos grâce   l'ammoniac vert », [cedricphilibert.net](#) ([ici](#))
- 2021.03.31 AFN, « Ørsted en Zeeuws-Belgische haven plannen groene waterstoffabriek », [iex.nl](#) ([ici](#))
- 2021.04.01 BERGEROLLE, Eric « Comment la permutation de batterie aide la voiture électrique chinoise   décoller », [challenges.fr](#) ([ici](#))
- 2021.04.06 WAKIM, Nabil, « EDF : le gouvernement joue sa dernière carte pour sauver le plan «Hercule» », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.04.08 ALSTOM, « Première commande de trains   hydrog ene en France, étape historique de la mobilité durable », [alstom.com](#) ([ici](#))
- 2021.04.10 JOERES, Annika & Suzanne GÖTZE, « Les fausses promesses des technologies de captage du carbone pour réduire les émissions de CO₂ », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.04.15 SNCF, « Trains hydrog ene : première commande lancée », [sncf.com](#) ([ici](#))
- 2021.04.19 PHILIBERT, C edric, « L'hydrog ene vert bientôt moins cher que l'hydrog ene «bleu» – so what? », [cedricphilibert.net](#) ([ici](#))
- 2021.04.20 CROWLY, Kevin, « Exxon floats \$100 billion government-backed carbon capture hub », [bloomberg.com](#) ([ici](#) ou [ici](#))
- 2021.04.25 EXXONMOBIL, The global leader in carbon capture and storage, infographique sur [exxonmobil.com](#) [date de consultation] ([ici](#))
- 2021.04.27 WAKIM, Nabil & Perrine MOUTERDE, «  lectricit  : la France ne respecte pas sa feuille de route pour la transition énergétique », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.04.27 MOUTERDE, Perrine, « Dans la centrale nucléaire de Tricastin, un problème électrique a accru le risque d'accident grave », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.04.27 SIEMENS, « Mireo Plus H – for a cleaner, emissions-free operation », [siemens.com](#) [date de consultation] ([ici](#))
- 2021.04.30 B EZIAT, Eric & Philippe Gagnebet, « Le gouvernement sonne le réveil des lignes   grande vitesse », *Le Monde* ([ici](#))
- 2021.05.01 MAMMOSER, Alan, « The Port City That Could Become Europe's First Big Hydrogen Hub », [oil.com](#) ([ici](#))
- 2021.05.03 DELBERT, Caroline, « This Compressed Air Grid 'Battery' Is an Energy Storage Game Changer », [popularmechanics.com](#) ([ici](#))
- 2021.05.05 RAAIJ, Leo van, « Twentse energiediscussie schiet alle kanten op; weerstand tegen windmolens neemt toe », [tubantia.nl](#) ([ici](#))
- 2021.05.09 MEESTERBURRIE, Arjan, « Vier Rotterdamse bedrijven krijgen miljardensubsidie voor CO₂-opslag », [nrc.nl](#) ([ici](#))

WIKIPÉDIA / WIKIPEDIA

- Accumulateur lithium-fer-phosphate ([ici](#))
- Accumulateur sodium-ion ([ici](#))
- Accumulateur sodium-soufre ([ici](#))
- Autorail grande capacité ([ici](#))
- Auxerre ([ici](#))
- Biomasse ([ici](#))
- Centrale électrique de Drax ([ici](#))
- Conversion d'électricité en gaz ([ici](#))
-  missions de CO₂ des transports ferroviaires en France ([ici](#))
- Graphène > stockage d'énergie ([ici](#))

Hydrogène ([ici](#))

Migennes ([ici](#))

Séquestration du dioxyde de carbone ([ici](#))

Séquestration géologique du dioxyde de carbone ([ici](#))

Lijst van elektriciteitscentrales in Nederland ([ici](#))

DISCUSSION

[1] Cédric PHILIBERT – 9 mai 2021

Permettez-moi quelques remarques de détail:

(a) les transports maritimes sont extrêmement efficaces en énergie, leur contenu carbone, même s'il représente 2,9% des émissions mondiales de CO₂, est faible rapporté au contenu (ou absence de contenu) carbone des carburants ou combustibles transportés. Le dihydrogène n'est pas et ne sera sans doute jamais transporté en quantités significatives par bateau non pas à cause du carburant nécessaire, mais parce que les stockages de dihydrogène liquide sont extrêmement coûteux en capital. Le Suizo Frontier japonais transporte 1250 m³ d'H₂ liquide, <3 GWh pci, trois ordres de grandeur au-dessous de la capacité d'un superpétrolier.

(b) il faut vraiment distinguer ce que l'Europe peut produire et ce qu'elle peut importer. Dans ce qu'elle peut produire, l'hydrogène vert ne sera pas compétitif avant longtemps; mais le problème est moins le coût que le contenu carbone, car tant qu'une zone géographique au réseau électrique bien interconnecté n'est pas proche d'une décarbonation totale, le kWh marginal sera souvent charbonnier ou gazier. Or si l'électrolyse appelle un kWh marginal ex-gaz, l'H₂ produit aura un contenu carbone double de celui de l'hydrogène gris (reformage vapeur du gaz naturel), et vingt fois celui de l'hydrogène bleu (si du CCS se met en place avec 90% de capture).

(c) l'Europe peut importer des produits (combustibles, carburants et matières premières industrielles) riches en hydrogène vert venant de régions plus ou moins lointaines où les ressources renouvelables sont en gros deux fois meilleures que chez nous, et dont la demande locale (faible en comparaison des ressources) pourrait être rapidement décarbonée (mais il faut qu'elle le soit, sinon l'électricité verte n'est pas utilisée de façon optimale). Ces produits seront utilisés tels quels – on n'en extraiera pas l'hydrogène, ou alors seulement marginalement (un mélange d'ammoniac et d'hydrogène brûle mieux que l'ammoniac seul): ammoniac, méthanol, naphtha, e-kerosène... L'hydrogène vert dans ces régions sera compétitif avec l'hydrogène bleu dès 2030.

(d) l'électrification « frugale » associe la pose de caténaires sur les portions « faciles » des lignes, et batteries à bord des trains; ce qui coûte le plus dans l'électrification par caténaires c'est la nécessité de reprendre tous les ouvrages d'art, parfois très nombreux. Il y a une zone de pertinence pour l'électrification frugale, en fonction du trafic, entre les solutions pure batteries pour les plus petits trafics, et l'électrification complète pour les plus forts trafics.

(e) là où je vous rejoins tout à fait, c'est qu'il faut évidemment réserver l'utilisation de l'hydrogène (via ces divers produits) aux usages non électrifiables directement: avions, bateaux (sauf les plus courtes distances), chimie, sidérurgie, et un rôle à terme pour acheter la décarbonation des systèmes électriques. Les seules niches envisageables dans les transports terrestres sont à rapporter aux très longues distances, en « prolongateurs d'autonomie ».

Pour une éventuelle participation à la discussion de ce texte, veuillez adresser à

econocrite@ecoqc.site

vos commentaires en les présentant dans le courriel lui-même: par mesure de prudence, nous n'ouvrons aucune pièce jointe. Pour la même raison, nous ne cliquons sur aucun lien: donnez-nous les caractéristiques suffisantes pour nous permettre de trouver par un moteur de recherche ce que vous voulez nous signaler. Au plaisir de vous lire...