



équilibre **des énergies**

Construisons une société énergétique **meilleure**

L'hydrogène dans le secteur du transport routier de marchandises

Analyse de la demande potentielle et de
l'infrastructure à mettre en place pour y répondre
SYNTHÈSE

zero emission H₂

H₂
Hydrogen

L'hydrogène dans le secteur du transport routier de marchandises

Analyse de la demande potentielle et de
l'infrastructure à mettre en place pour y répondre

**Cette publication est la synthèse d'une étude réalisée
par l'association Équilibre des Énergies**

sur les perspectives et les conditions du développement
de la mobilité hydrogène dans le secteur du transport routier
des marchandises.

Pour tout renseignement concernant cette étude,
utilisez le formulaire « Contact » sur le site de l'association
ou contactez **Équilibre des Énergies** :

10 rue Jean Goujon 75008 Paris

Tel : +33 (1) 53 20 13 70,

info@equilibredesenergies.org

www.equilibredesenergies.org

Les auteurs



Jean-Pierre Hauet

Président du Comité scientifique
d'Équilibre des Énergies



Servan Lacire

Membre du Comité scientifique
d'Équilibre des Énergies
Directeur R&D et Innovation de Bouygues
Énergies & Services

Avec le concours de



Dominique Auverlot

Membre permanent
du Conseil général de l'environnement
et du développement durable

Remerciements

Ont contribué au recueil d'informations et aux discussions :
Air Liquide, Faurecia, France Hydrogène, FM Logistic, FNTR, LHYFE,
Plastic Omnium, RTE, STEF, Volkswagen Group France ainsi que
la Commission de régulation de l'énergie (groupe Prospective).
Toutefois, les conclusions de l'étude n'engagent que ses auteurs.

Sommaire

Introduction	6
Les filières de décarbonation des poids lourds	8
Le marché potentiel de l'hydrogène : deux scénarios de développement assez fortement contrastés	12
La problématique de l'écosystème hydrogène	13
L'équation économique	16
Les conditions du développement : Schémas directeurs et corridors de l'hydrogène	18

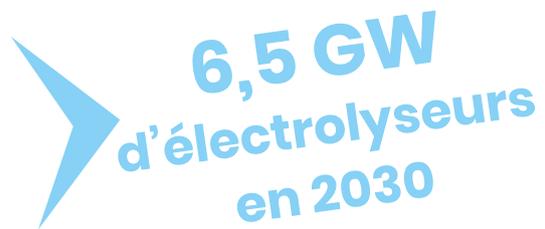
Introduction

L'hydrogène est considéré aujourd'hui, en Europe, en Allemagne, en France et dans bien d'autres pays, comme l'un des vecteurs susceptibles de concourir, en complément ou en parallèle à l'usage direct de l'électricité, à la décarbonation de l'économie. Des concours publics très importants sont mobilisés pour développer la production d'hydrogène d'origine électrolytique et pour promouvoir une industrie de l'hydrogène européenne et française en particulier.

La France affiche l'ambition d'engager dans la filière d'ici 2030, **sept milliards d'euros de soutiens publics** dont deux milliards d'euros dès le plan de relance. Ces sept milliards d'euros seront investis selon trois priorités :

- la décarbonation de l'industrie ;
- le développement des mobilités lourdes à l'hydrogène ;
- le soutien d'une recherche d'excellence et le développement des offres de formation.

Le gouvernement se fixe en particulier l'objectif de disposer d'une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW d'ici à 2030.



**6,5 GW
d'électrolyseurs
en 2030**

Le marché industriel de l'hydrogène bas-carbone est bien connu : il s'agit pour une large part d'un marché de remplacement de l'hydrogène d'origine fossile – aujourd'hui produit par reformage des hydrocarbures, donc fortement émetteur de CO₂ – par de l'hydrogène produit par électrolyse. A ce marché de substitution, pourront s'ajouter de nouveaux marchés, en particulier celui de la production de l'acier, selon un procédé dans lequel l'hydrogène joue le rôle de réducteur, et celui de la production de chaleur haute température. En contrepartie, il faut tenir compte du fait que plus de la moitié des 800 000 tonnes d'hydrogène aujourd'hui consommées dans l'industrie ont un caractère de coproduit, sans que l'hydrogène soit la finalité première recherchée par le procédé de production. C'est le cas de l'industrie du raffinage des produits pétroliers qui est au demeurant appelée à décliner avec l'extinction progressive des usages du pétrole.



H₂

En termes quantitatifs, dans une étude récente¹, RTE a chiffré, dans un scénario dit « de référence » **le marché industriel potentiel** hors co-production de l'hydrogène à 13 TWh H₂ en 2030 (soit 390 000 t) et à 18 TWh H₂ en 2050 (soit 545 000 t).

Dans un scénario Hydrogène +, ces prévisions passeraient à : 16 TWh H₂ (485 000 t) en 2030 et à 40 TWh H₂ (1,21 Mt) en 2050.

Les fourchettes des prévisions sont donc très larges et s'accroissent à mesure que l'horizon considéré s'éloigne.

Pour le deuxième grand marché que l'hydrogène est censé conquérir, celui des mobilités lourdes, les prévisions sont encore plus difficiles à établir. Chacun s'accorde à considérer que les poids lourds hydrogène ou plutôt, les poids lourds électriques à pile à combustible, peuvent constituer une solution bien adaptée aux poids lourds longs courriers. En effet, la plupart des technologies alternatives aux carburants fossiles se heurtent à des défis techniques (autonomie, temps de charge, poids, infrastructures pour caténares) ou à des performances environnementales insuffisantes. Les poids lourds hydrogène peuvent être une solution appropriée pour le fret longues distances et permettre des réductions significatives des émissions de CO₂.

Cependant il n'existe pas aujourd'hui de marché de l'hydrogène dans les transports routiers. On recense certes quelques opérations pilotes, en particulier celle menée au Suisse avec des camions Hyundai mais il subsiste énormément d'incertitudes sur la place que l'hydrogène pourra occuper dans le domaine des transports de marchandises. Les technologies de production, transport et distribution adaptées au transport routier ne peuvent pas être considérées comme matures ; l'offre de véhicules est limitée et leur conception n'est pas encore optimisée.

L'étude réalisée par Équilibre des Énergies évalue les besoins potentiels en hydrogène des transports lourds routiers dans deux scénarios de développement et précise l'écosystème des infrastructures qui devraient être mises en place à horizon 2030 puis 2050 pour répondre à ces besoins.

¹. Document de cadrage n°2 du GT n°4 de la CPSR : Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur.

Les filières de décarbonation des poids lourds

Fin de la vente des véhicules lourds neufs affectés au transport de personnes ou de marchandises et utilisant majoritairement des énergies fossiles, d'ici 2040

Dans un premier temps, sont passées en revue les différentes solutions envisageables pour décarboner le secteur des transports lourds.

Il est pris comme hypothèse que la fin de la commercialisation des poids lourds diesel interviendra bien avant l'horizon 2050, par voie réglementaire ou par taxation forte des émissions de CO₂. C'est d'ailleurs le sens de la loi août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique². Son article 103 fixe en effet comme objectif « *la fin de la vente des véhicules lourds neufs affectés au transport de personnes ou de marchandises et utilisant majoritairement des énergies fossiles, d'ici 2040* ».

De plus, si la loi européenne sur le climat³ a désormais inscrit l'objectif de neutralité carbone à 2050, le paquet *Fit for 55*, proposée par la Commission en juillet 2021, envisage l'interdiction de la vente des véhicules particuliers thermiques émetteurs de gaz à effet de serre dès 2035. Les mesures spécifiques aux poids lourds devraient être annoncées en 2022.

Il est supposé, comme dans les prévisions de la SNBC, qu'un transfert vers le rail pourra s'opérer mais le rail n'assure aujourd'hui que 8,9 % du transport intérieur terrestre de marchandises en France, contre 89,1 % pour le routier⁴. Dans ces conditions, quelle que soit l'ampleur du transfert qui pourra être réalisé, le trafic routier restera vraisemblablement dominant. L'étude d'Équilibre des Énergies s'est appuyée sur les hypothèses retenues dans le scénario AMS⁵ de la SNBC, selon lesquelles le trafic croîtrait, en tonnes-kilomètres, de 5 % d'ici 2030 et de 10 % d'ici 2050.

Pour décarboner ce trafic routier, trois familles de solutions sont aujourd'hui envisageables :

- **l'utilisation du gaz, fossile d'abord puis progressivement remplacé par du gaz d'origine renouvelable** ;
- **l'électrification par batteries** : les solutions « full batteries » ou l'électrification par batteries, accompagnée d'infrastructures de recharge en continu ;
- **la filière hydrogène.**

2. Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets. ▶

3. Loi européenne sur le climat, autrement appelée Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant le règlement (UE) 2018/1999, JOUE 9 juillet 2021. ▶

4. Chiffres clés du transport - Edition 2020 - Commissariat général au développement durable.

5. Le scénario « avec mesures supplémentaires », dit AMS, vise à respecter le mieux possible les objectifs que la France s'est fixée en termes d'énergie et de climat, à court, moyen et long terme. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050 qui constitue l'objectif structurant du scénario. ▶

La filière gaz est mature

De nombreux camions circulent au GNV mais le gaz naturel ne permet de réduire les émissions de CO₂ que de 10 à 15 %⁶. Le gaz renouvelable (bioGNV) pourra prendre le relais mais son coût de production est élevé, les ressources en sont limitées et les usages du biogaz dans les transports routiers viendront en compétition avec ceux de l'industrie, de la production d'électricité à la pointe et même du chauffage domestique pour les consommateurs qui continueraient à avoir recours au gaz. De plus la biomasse agricole, celle issue des cultures intermédiaires en particulier, pourrait devoir être réservée prioritairement à la production de carburants durables pour l'aviation (les SAF ou *sustainable aviation fuels*) plutôt qu'à la production de biogaz. Le gaz jouera donc un rôle dans la décarbonation des transports mais il ne semble pas que ce rôle puisse être majoritaire⁷.



La filière des poids lourds électriques est en développement

Elle tire parti des progrès très importants réalisés sur les batteries Li-ion destinées aux véhicules légers et des modèles de camions électriques à batteries sont d'ores et déjà disponibles. Tous ont des caractéristiques relativement voisines :

- un poids total en charge de 16 à 26 tonnes ;
- un ou deux moteurs d'une puissance totale allant de 100 à 250 kW ;
- un ou plusieurs packs de batteries d'une capacité totale allant de 100 à 200 kWh ;
- une autonomie de 80 à 250 km ;
- des temps de recharge de l'ordre de 1 à 2 heures sur des bornes au standard européen Combo CCS 2.

Ces véhicules électriques à batteries sont adaptés aux transports locaux et régionaux avec retour à la base en fin de journée. Leur compétitivité ira en croissant avec la baisse attendue du prix des batteries. Il a été supposé dans l'étude que le coût des packs batteries pour camions pourrait rejoindre celui des batteries destinées aux véhicules particuliers (ce qui n'est pas le cas aujourd'hui) et passerait de 205 €/kWh en 2020 à 82 €/kWh en 2030 et 50 €/kWh en 2050⁸.

Cependant l'extrapolation des solutions batteries vers des tonnages plus importants (44 t) et les très longs trajets (à un ou deux conducteurs) fait débat. Il se pose en effet divers problèmes.

Le tonnage de batteries à embarquer dans des poids lourds électriques pour assurer une autonomie de plusieurs centaines de kilomètres et le temps de recharge associé peuvent venir pénaliser la rentabilité de l'exploitation. Néanmoins le poids des pièces

6. AFGNV : les chiffres clés GNV.

7. Le cabinet Carbone 4 (*Transport routier, quelles motorisations alternatives pour le climat ? novembre 2020*) estime que, dans une hypothèse optimiste, le biométhane ne pourra répondre qu'à 24 % de la demande de transport lourd à horizon 2050.

8. Le marché des batteries des poids lourds bénéficie directement du volume du marché des batteries pour les VE individuels.



retirées du véhicule thermique viendra en grande partie compenser celui des batteries et le temps de recharge peut en grande partie correspondre à la pause de 45 mn obligatoire après 4 h 30 de conduite surtout si se développent des chargeurs de 600 kW et plus.

Les questions les plus délicates restent celles du déploiement de bornes permettant d'assurer une recharge d'environ 75 % de la batterie en 45 mn à un prix compétitif, sans en diminuer l'espérance de vie. Il faut aussi penser à la puissance que pourraient appeler sur le réseau les stations de recharge, équipées ou non de batteries tampons, et accueillant un nombre important de poids lourds. La solution hydrogène, en offrant des capacités de stockage dans les stations de distribution, peut permettre de lisser la charge sur la journée de 24 heures et les électrolyseurs peuvent être effaçables en cas de tension sur le réseau.

Enfin la mise sur le marché de poids lourds électriques longues distances, plusieurs fois annoncée par Tesla, est régulièrement retardée.

Certains constructeurs ont imaginé des solutions électriques associant les batteries à la recharge en continu le long de certaines voies grâce à des

infrastructures appropriées, caténares ou rail. Ces solutions donnent lieu à des expérimentations. Techniquement, ces solutions sont possibles mais elles se prêtent difficilement à une mise en œuvre progressive et synchronisée avec le développement du parc de véhicules alors qu'elles ne peuvent avoir d'intérêt que si l'infrastructure est en place sur des distances suffisamment longues. Cette difficulté à gérer la phase transitoire nous conduit à penser que leur développement sera difficile, mais n'est pas à écarter.

Les questions les plus délicates restent celle du déploiement de bornes permettant d'assurer une recharge d'environ 75 % de la batterie en 45 mn à un prix compétitif et celle de la mise sur la marché de poids lourds longues distances

L'hydrogène peut apporter une réponse au problème de l'autonomie

L'hydrogène est un vecteur énergétique décarboné qui se stocke et qui n'émet que de la vapeur d'eau lors de son oxydation dans une pile à combustible. Cependant son développement comme vecteur énergétique de la mobilité lourde est beaucoup moins avancé que celui de la filière batteries. On peut estimer qu'il faudra au moins une dizaine d'années pour que les progrès escomptés tout au long de la filière hydrogène se matérialisent⁹.

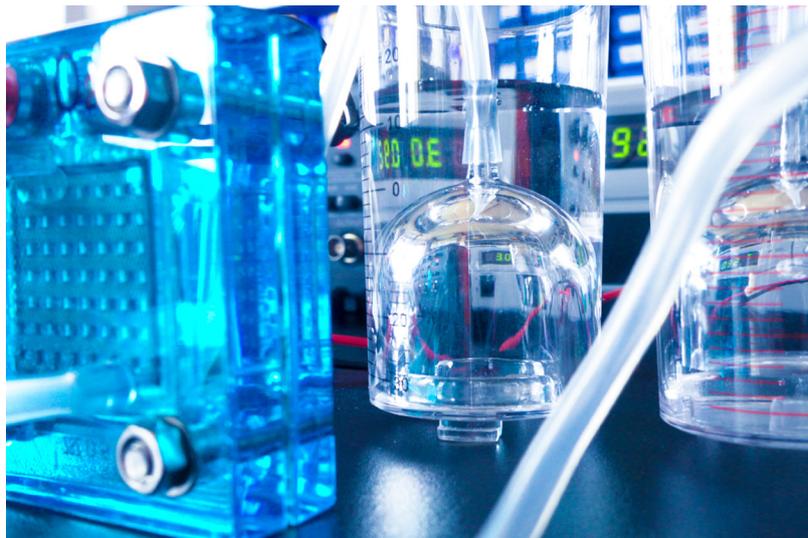
Il a été ainsi supposé que les prix des électrolyseurs de grande capacité (avec la pureté de l'hydrogène exigée par les piles à combustible) passeraient, pour les équipements de grande capacité de 1 000 €/kW en 2020 à 750 € en 2030 et 375 €/kW en 2050. Le prix des piles à combustibles pourrait diminuer de 205 €/kW en 2020 à 123 €/kW en 2050 et 82 €/kW en 2050.

Les rendements iront en s'améliorant, en passant, pour l'électrolyse comme pour les piles à combustible, de 50 % en 2020 à 55 % en 2030 et 60 % en 2050.

Le stockage de l'hydrogène à 700 bars se généralisera avant 2030 (au lieu de 350 bars actuellement) et les prix des réservoirs passeront de 630 €/kg d'H₂ en 2020 à 324 €/kg en 2030 et 250 €/kg en 2050.

Les camions destinés au transport de l'hydrogène verront leur capacité d'emport portée de 450 kg à 1 200 kg dès 2030.

Le passage de 350 à 700 bars¹⁰ et l'optimisation de la géométrie du stockage permettront aux camions de marchandises opérant sur de longues distances d'emporter, pour des réservoirs de taille comparable, 72 kg d'hydrogène dès 2030 au lieu de 34,5 kg aujourd'hui, leur conférant ainsi une autonomie de quelque 850 km.



Cependant, il n'est pas acquis que ces progrès très importants, s'ils se matérialisent, seront suffisants pour permettre de convaincre les transporteurs de migrer vers l'hydrogène.

Il subsiste en effet, aux dépens de l'hydrogène, des handicaps qui peuvent s'avérer rédhibitoires :

- **un rendement énergétique de la filière relativement faible**, lié à la combinaison de l'électrolyse et de la pile à combustible, rendement qui pèse fortement sur la compétitivité de la filière comparée à l'utilisation directe de l'électricité ;
- **le volume de stockage** qui, même à 700 bars, reste huit fois supérieur à celui du gazole et constitue, plus que la masse, un facteur négatif dans l'exploitation opérationnelle des flottes ;
- **une durée de vie trop faible des piles à combustible** : les piles à combustible de type PEM utilisant des plaques de métal dans les véhicules électriques n'ont qu'une durée de vie de 5 000 heures¹¹. Leur rendement qui peut atteindre 50 % lors de la mise en service se dégrade de plus avec le temps¹² ;
- des règles d'utilisation dont le respect est nécessaire pour assurer la **sécurité d'emploi et qui peuvent limiter l'usage fait des véhicules**.

9. Le rapport du Comité de prospective de la CRE de juin 2021, « Le vecteur hydrogène », liste les conditions qui détermineront l'apparition d'un modèle économique à l'horizon 2030 dans le domaine du transport lourd.

10. Il est possible que, dans les bus, où les contraintes de volume sont moins importantes, l'hydrogène utilisé reste à une pression de 350 bars.

11. Celles utilisant le graphite ont une durée de vie nettement plus longue, mais sont en même temps nettement plus lourdes et encombrantes, ce qui les destine à des usages stationnaires ;

12. Hemmer, S., Walters, M. & Tinz, S. Skalierbare Brennstoffzellensysteme für Nutzfahrzeuge. MTZ Motortech Z 80, 72-79 (2019).

<https://doi.org/10.1007/s35146-019-0063-9>. Voir en particulier le graphique numéro 7.

Le marché potentiel de l'hydrogène : deux scénarios de développement assez fortement contrastés

Dans un premier scénario, dit scénario Haut, il est supposé que l'hydrogène s'imposera dans le segment de marché où il semble le mieux adapté, celui des transports de marchandises sur longues distances, notamment dans les transports transeuropéens.

Dans ce scénario, l'hydrogène conquiert en 2050 65 % du marché des transports de marchandises sur plus de 500 km, sous pavillon français ou étranger. Le solde se partage entre bioGNV et électrique batteries.

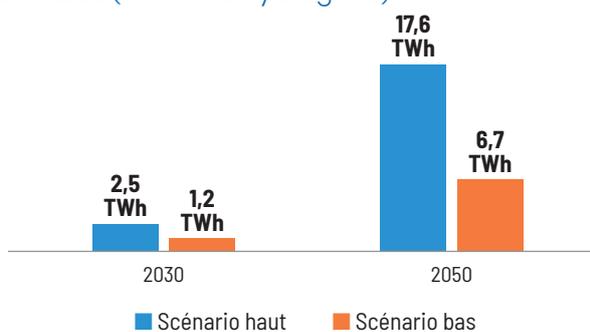
En complément, l'hydrogène prend une part de marché de 10 % dans les transports de moins de 150 km et de 30 % sur les transports de 150 à 500 km.

Dans un deuxième scénario, dit scénario Bas, l'hydrogène ne parvient pas à s'imposer de façon majoritaire. Sa part de marché dans les transports de plus de 500 km plafonne à 25 % et à 5 % et 10 % dans les deux autres segments de marché.

Dans les deux cas, la croissance n'est pas linéaire et à l'horizon 2030 la pénétration de l'hydrogène reste limitée, compte tenu des délais de réalisation des infrastructures et de migration des flottes de camions vers l'hydrogène.

Une évaluation des besoins en hydrogène aux deux horizons 2030 et 2050 a été faite et conduit à une consommation d'hydrogène de 17,6 millions de TWh H₂ en 2050 dans le scénario Haut et de 6,7 TWh H₂ dans le scénario Bas.

Perspectives de consommation d'hydrogène par le transport routier de marchandises dans les scénarios Haut et Bas (en TWh d'hydrogène)



Il en résulte des consommations d'électricité et un besoin de puissance installée en électrolyseurs évoluant comme suit :

	Scénario Haut		Scénario Bas	
	2030	2050	2030	2050
Besoins en hydrogène (TWh H ₂)	2,5	17,6	1,2	6,7
Consommations d'électricité pour l'électrolyse (TWh)	5,7	36,8	2,8	13,9
Puissance installée en électrolyseurs nécessaire (MW)	575 MW	3 850 MW	270 MW	1 400 MW

La problématique de l'écosystème hydrogène

Ayant ainsi évalué la demande potentielle en hydrogène du secteur des transports de marchandises, la question se pose de savoir comment cette demande pourra être satisfaite.

Beaucoup d'études se limitent à voir dans l'hydrogène un problème de production dont résulterait la nécessité de développer une filière nationale de production d'électrolyseurs.

La question est beaucoup plus complexe. L'hydrogène doit tout d'abord être produit et il existe pour cela plusieurs filières possibles. Il peut également être importé. **Dans tous les cas, le degré de pureté nécessaire à son utilisation par les piles à combustible doit être respecté.**

L'hydrogène doit ensuite être éventuellement transporté, par camions ou par pipelines à hydrogène (hydrogénoducs).

Il doit enfin être distribué à la bonne pression pour le remplissage des réservoirs des camions. Ceci implique des installations de stockage et de distribution, et éventuellement de compression, qui ont un impact significatif sur les rendements et sur les coûts.

Un aspect essentiel, pris en compte dans l'étude, est celui de la montée en puissance des installations. Il y a à l'évidence un problème « de l'œuf et de la poule » : les transporteurs ne passeront à l'hydrogène que si des infrastructures appropriées sont en place mais ces infrastructures ne seront engagées que si le marché de l'hydrogène existe.

L'étude identifie trois circuits de ravitaillement pour les camions

- **les hubs régionaux de grande capacité** (d'une à plusieurs centaines de MWe) desservant divers marchés (industrie, transports en commun, transport de marchandises, éventuellement injection dans le réseau de gaz naturel) ;
- **des stations décentralisées accessibles au public**, de capacités beaucoup plus réduites (typiquement de 5 à 20 MWe) et correspondant :
 - › soit à des stations de production multi-usages (transports en commun, véhicules de service, taxis...) qui seront souvent aménagées à l'initiative de collectivités locales¹³. On peut les désigner par l'appellation de « mini-hubs » ;
 - › soit des stations destinées à la recharge itinérante, situées le long des grands axes de circulation ou à proximité. Ces stations pourront être approvisionnées à partir des hubs ou dotées de moyens de production propres ;
- **des stations aménagées dans les espaces propres aux transporteurs**, là où les poids lourds rentrent le soir, avec des installations de puissance comparable à celle des stations décentralisées susvisées.

Une architecture-type de stations de distribution est proposée, qui pourrait résulter d'une reconversion ou d'un aménagement de stations-service actuelles.

13. Le rapport précité du Comité de prospective de la CRE préconise de : « Favoriser la création de hubs territoriaux multi-usages à proximité des zones industrialo-portuaires et des grands axes européens de transport lourd, et coordonner les différentes initiatives locales pour éviter un gaspillage des aides publiques ».

Le transport et la distribution de l'hydrogène sont des facteurs importants dont le coût s'additionne à celui de la production

Des hypothèses sont faites sur la durée de vie des divers équipements et sur l'évolution de leur prix.

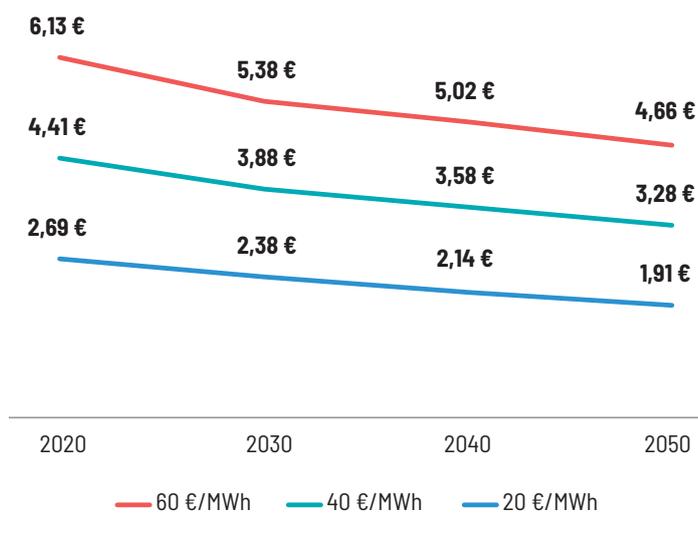
Les facteurs essentiels sont le prix des électrolyseurs et surtout celui de l'électricité. Il est supposé que les hubs pourront être alimentés en électricité à un prix moyen de 60 €/MWh (HTVA)¹⁴, ces hubs fonctionnant en base, mais étant interruptibles en cas de tension sur les réseaux, avec un taux moyen de disponibilité de 90 % ; cependant les stations décentralisées devront accepter un prix plus élevé, estimé à 75 €/MWh (HTVA).

Il n'est pas prévu d'évolution de ces prix sur l'ensemble de la période d'étude. Dans le même temps, il a été supposé que l'électricité était fournie aux poids lourds électriques à 100 €/MWh en charge normale dans les locaux des entreprises et à 350 €/MWh en charge rapide le long des autoroutes, pour intégrer les coûts d'investissement et d'exploitation de l'infrastructure de recharge.

Bien entendu, si les conditions d'approvisionnement en électricité pouvaient être plus favorables, le prix de revient de l'hydrogène à la sortie des unités de production pourrait être sensiblement diminué.

Le transport et la distribution de l'hydrogène sont des facteurs importants dont le coût s'additionne à celui de la production.

Prix de revient de l'hydrogène sortie hub (en €/kg) dans différentes hypothèses du prix de l'électricité.



Le transport va évoluer fortement. Il est possible que les hubs soient reliés par de grandes artères et que des hydrogénoducs se développent dans leur zone de chalandise. Mais il est probable que les stations de distribution décentralisées, non dotées de moyens propres de production, seront ravitaillées par camions à partir des hubs. À partir d'une certaine distance, la production locale en station décentralisée devient plus compétitive. Cette distance d'équilibre, aujourd'hui de l'ordre de 50 à 100 km, passera à 150 km avec l'arrivée de nouvelles citernes de transport permettant de livrer jusqu'à 1 200 kg d'hydrogène.

Les stations de distribution devront posséder un nombre de pistes suffisant pour éviter les files d'attente des camions. Chacune sera équipée d'un *dispenser*, équipement assez complexe et onéreux, mais dont le coût devrait aller en diminuant. Le ravitaillement par camion trouvera rapidement ses limites compte tenu de la capacité d'emport des citernes qui, même portée à 1 200 kg, ne permet pas de répondre à un trafic très important. Il a été supposé qu'une station ne pourra être réapprovisionnée¹⁵ qu'une fois par jour, ce qui conduit à développer une production locale dès que les besoins à satisfaire excèdent l'équivalent de la production d'un électrolyseur de 3,3 MWe.

14. Ceci suppose que l'électrolyse puisse continuer à être exonérée de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) - qui en 2021 était de 22,5 €/MWh -, ou à bénéficier d'un tarif très réduit, en application de la directive européenne 2003/96, en cours de révision, sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

15. Le réapprovisionnement d'une station hydrogène suppose de permuter le réservoir vide et le réservoir plein et vraisemblablement d'interrompre la distribution pendant ce temps. Le faire en moyenne plus d'une fois par jour ne semble pas réaliste sur le long terme.

Au final, le prix de revient HT de l'hydrogène rendu réservoir pourrait évoluer comme suit :

Prix de revient de l'hydrogène rendu réservoir dans différents schémas de distribution.
Les cases tramées en vert correspondent aux cas dans lesquels l'approvisionnement par camion est moins onéreux que la production locale.

En €/kg H ₂	Distance de trans. (km)	2020				2030				2050			
		Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod..	Trans.	Distri.	Total
Production Hub et livraison Hub	-	6,13 €	- €	0,93 €	7,06 €	5,38 €		0,39 €	5,77 €	4,66 €		0,25 €	4,91 €
Production Hub et transport en station de distribution décentralisée non dotée de moyens de production	50	6,13 €	0,76 €	1,79 €	8,68 €	5,38 €	0,35 €	0,73 €	6,46 €	4,66 €	0,30 €	0,60 €	5,56 €
	100	6,13 €	1,32 €	1,79 €	9,24 €	5,38 €	0,62 €	0,73 €	6,73 €	4,66 €	0,53 €	0,60 €	5,79 €
	150	6,13 €	1,89 €	1,79 €	9,81 €	5,38 €	0,90 €	0,73 €	7,01 €	4,66 €	0,76 €	0,60 €	6,02 €
	200	6,13 €	2,45 €	1,79 €	10,38 €	5,38 €	1,18 €	0,73 €	7,29 €	4,66 €	0,99 €	0,60 €	6,25 €
	250	6,13 €	3,02 €	1,79 €	10,94 €	5,38 €	1,45 €	0,73 €	7,56 €	4,66 €	1,22 €	0,60 €	6,48 €
	300	6,13 €	3,59 €	1,79 €	11,51 €	5,38 €	1,73 €	0,73 €	7,84 €	4,66 €	1,45 €	0,60 €	6,71 €
Production et distribution en station décentralisée	-	8,13 €	- €	0,75 €	8,89 €	6,55 €	- €	0,59 €	7,14 €	5,69 €	- €	0,50 €	6,19 €

Aujourd'hui, ce prix de revient peut être évalué entre 10 et 12 €/kg. On peut espérer qu'il sera ramené aux environs de 6 à 7 € dès 2030 et de 5 à 6 € en 2050¹⁶. Ces évaluations supposent qu'aucune autre taxe (hors TVA) que celles grevant actuellement les prix de l'électricité¹⁷ destiné à l'électrolyse ne viendra s'ajouter au prix de revient de l'hydrogène. Par ailleurs, les calculs de prix de revient ont été faits intégrant un coefficient de 25 % destinés à couvrir les frais généraux et la marge commerciale des entreprises composant la chaîne de production/distribution. Cette estimation semble correcte si l'opérateur est un organisme public. Elle est vraisemblablement à majorer si l'opérateur est une société privée.

Pour situer les ordres de grandeur, on rappelle qu'un prix de l'hydrogène de 10 €/kg correspond à un prix du MWh PCI de 300 €. A titre de comparaison, le prix de revient du gazole pour les transporteurs qui est actuellement d'environ 1 €/litre correspond à un prix de revient PCI d'environ 100 €/MWh¹⁸.

16. Ces calculs font l'hypothèse de subventions publiques de 50 % pour les investissements réalisés jusqu'à 2030 et de 30 % de 2031 à 2050. Ces subventions seront essentielles pour permettre à la filière de démarrer mais leur incidence ira en décroissant au fur et à mesure que les prix des électrolyseurs et des équipements de distribution verront leur importance décroître par rapport au prix de l'électricité.

17. Avec notamment l'hypothèse de maintien d'un régime spéciale de TICFE pour l'usage « électrolyse ».

18. Cette comparaison faite de façon "brute" n'est qu'indicative car il faudrait tenir compte du rendement de chaque filière à l'utilisation. Le rendement de la filière hydrogène, qui cumule rendement de l'électrolyseur et rendement de la pile à combustible, se stabilisera aux environs de 30 à 35 %. Le rendement des moteurs diesel sur camion atteint 40 %.

L'équation économique

La solution hydrogène peut très difficilement prétendre devenir compétitive par rapport à la solution gazole. On rappelle qu'il a été supposé dans cette étude que l'extinction de la filière gazole résulterait de dispositions réglementaires ou de très fortes augmentations des taxes sur le CO₂ émis.

En revanche, il est essentiel de positionner, en termes économiques, la filière hydrogène par rapport à la filière électrique batteries, afin notamment de valider les scénarios de développement qui ont été retenus. Un calcul de coût total de possession a été fait aux horizons 2020, 2030 et 2050 en tenant compte des

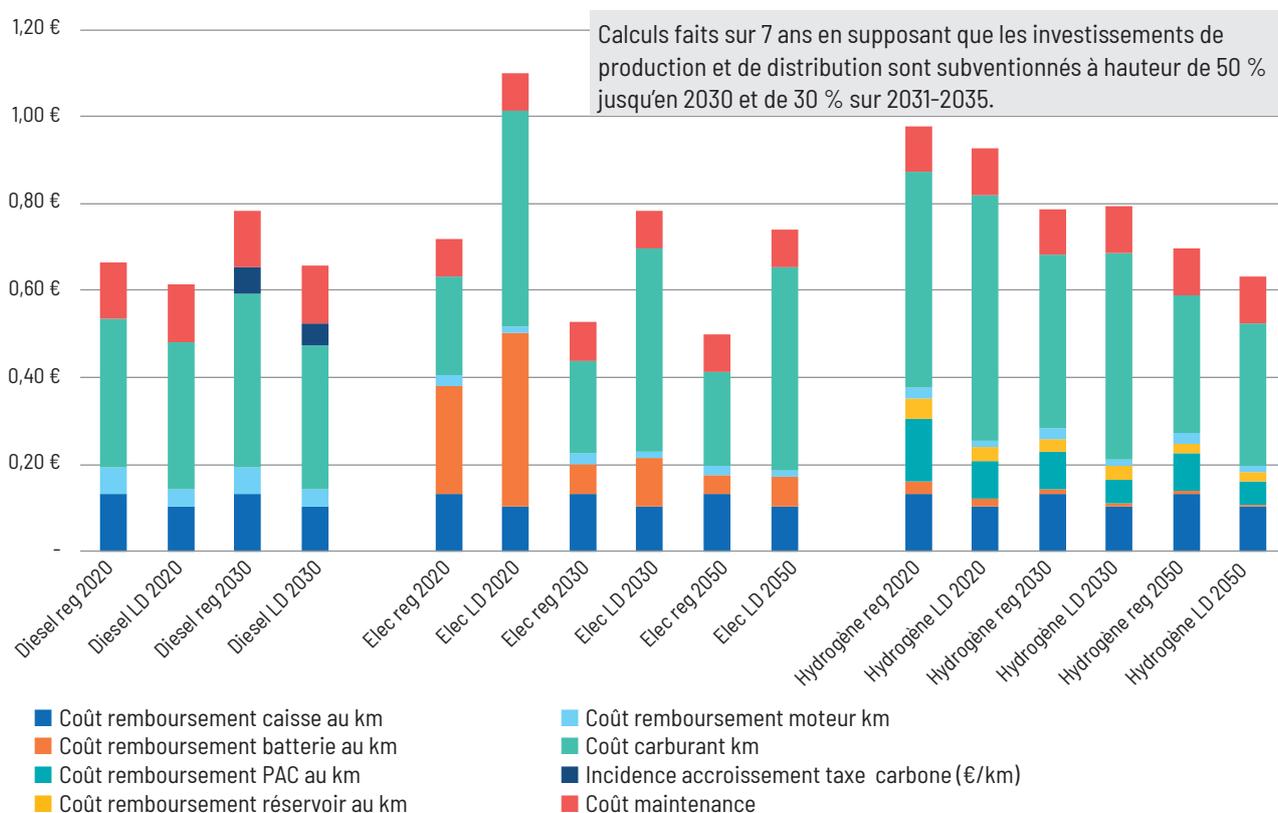
progrès techniques et économiques escomptés et en modélisant la répartition du trafic entre les différentes filières de production et de distribution. Le dialogue avec les entreprises de transport a montré que celles-ci étaient a priori désireuses de sauvegarder leur indépendance en termes d'approvisionnement de leurs flottes mais elles seront, dans un premier temps au moins, dépendantes des hubs qui seront développés avec le soutien des pouvoirs publics ou des collectivités territoriales. Dans un deuxième temps viendra le développement des stations de production/distribution en entreprise et celui de stations de distribution le long des voies rapides.

Sur la base de ces hypothèses, le coût total de possession évoluera comme suit :

Evolution du coût total de possession en €/km pour les différentes motorisations. Dans chaque colonne, la case correspondant à la solution la plus économique a été tramée en vert.

En €/kg H ₂	Trafic régional			Trafic longues distances		
	2020	2030	250	2020	2030	2050
Camions diesels	0,666 €	0,784 €	-	0,614 €	0,657 €	-
Camions électriques batteries	0,719 €	0,527 €	0,499 €	1,101 €	0,783 €	0,740 €
Camion hydrogène	0,978 €	0,787 €	0,696 €	0,926 €	0,793 €	0,631 €

Décomposition par éléments des coûts de possession des différentes filières de motorisation :
TCO en €/km d'un PL diesel, électrique, hydrogène, en 2020/2030/2050, régional ou longue distance



Ces résultats montrent que, pour les transports régionaux (moins de 500 km), la filière électrique batteries restera la mieux placée quel que soit l'horizon de temps, sauf pour des cas d'usage pour lesquels l'hydrogène aurait un avantage concurrentiel marqué, tel qu'une utilisation 24h/24. Cette filière bénéficiera de la baisse des batteries et de la mise en place d'infrastructures de recharge associées au développement de la mobilité électrique pour les véhicules légers.

Pour les longues distances, par rapport à un camion électrique équipé d'une batterie de 1 050 kWh et effectuant des recharges itinérantes rapides à 350 €/MWh, le camion à hydrogène peut s'imposer si la mise en place des électrolyseurs et des premières installations de distribution bénéficie de subventions et si le coût de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène est modéré (60 €/kWh dans les hubs) mais l'écart ne sera pas forcément décisif : filière batteries et filière hydrogène ont des avantages et des inconvénients et il est possible qu'en fonction des politiques publiques et des percées technologiques, l'une ou l'autre des deux solutions parvienne à s'imposer. Ceci justifie, a posteriori, le

choix des deux scénarios Haut et Bas sans qu'il soit possible de dire aujourd'hui, lequel l'emportera.

Trois *game changers* plausibles permettent d'illustrer ce propos :

- le département de l'énergie américain se fixe comme but de **produire de l'hydrogène décarboné à 1 €/kg à 2030**¹⁹ ;
- l'apparition de **batteries à électrolyte solide** pourrait conduire à des recharges rapides en moins de vingt minutes, ce qui donnerait, sous réserve du prix, un avantage net à l'électricité ;
- le développement et le déploiement de bornes de recharges correspondant au projet du groupement CharIN d'un standard de **recharge de très haute puissance**, le *Megawatt Charging System* (MCS), à des puissances supérieures à 1 MW et sous une tension pouvant aller jusqu'à 1 500 V, permettraient, sous réserve naturellement du prix de la recharge, le développement de poids lourds électriques avec une forte autonomie.

19. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>

Les conditions du développement : Schémas directeurs et corridors de l'hydrogène

L'hydrogène a encore de nombreuses marches à franchir avant de devenir une solution mature pour la motorisation des poids lourds dédiés au transport de marchandises.

Beaucoup de ces marches relèvent de la responsabilité des industriels qui devront mettre sur le marché des équipements plus performants qu'aujourd'hui pour la production électrolytique de l'hydrogène, les piles à combustible, le stockage, la compression, le transport et la distribution de l'hydrogène.

Mais d'autres responsabilités incombent aux pouvoirs publics :

- l'hydrogène livré aux poids lourds ne devra pas être affecté par d'autres taxes que celles pesant aujourd'hui sur l'électricité destinée à l'électrolyse pour demeurer sous des plafonds de prix de l'électricité acceptables. Cette exigence devra être portée au niveau européen dans le cadre de la révision en cours de la directive sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité ;
- pendant une bonne douzaine d'années les investissements de production et de distribution de l'hydrogène devront être soutenus par les pouvoirs publics, à hauteur de 50 % dans les années 2020 et de 30 % dans les années 2030. **L'effort correspondant, réparti sur la période, a été chiffré à 990 millions d'euros dans le scénario Haut et de 415 millions d'euros dans le scénario Bas**, ce qui correspond à un effort relativement modique au regard de son enjeu.

- L'écosystème de production et distribution de l'hydrogène doit dès à présent être conçu de façon rationnelle. L'analyse menée dans l'étude a montré qu'il devrait s'appuyer sur trois pôles :
 - › les hubs de grande capacité ;
 - › les stations décentralisées, soit multi-usages et réalisées à l'initiative de collectivités locales (les mini-hubs), soit des stations-service situées le long des autoroutes et voies rapides ou à proximité ;
 - › les installations dans les locaux des entreprises.

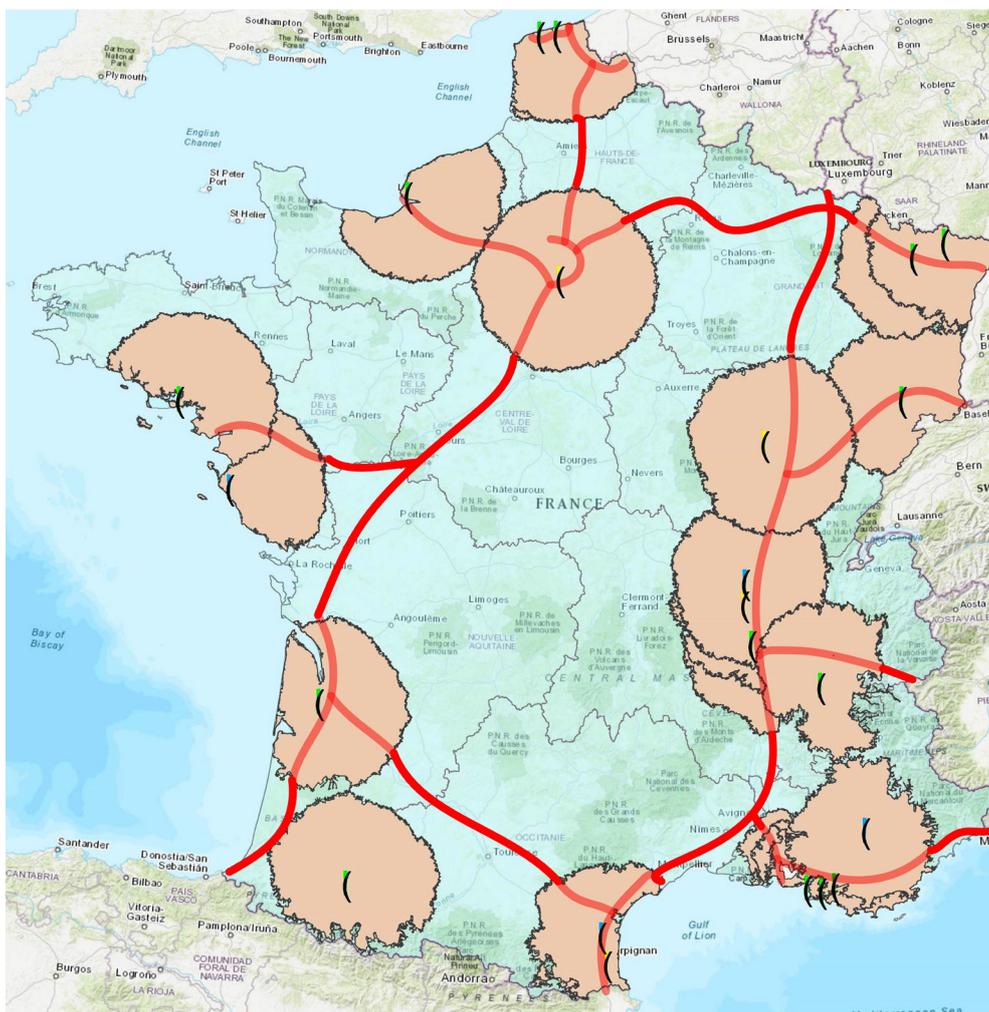
Les hubs seront les plus compétitifs en prix de revient et pourront en conséquence assurer, selon le trafic considéré, environ 30 à 40 % du ravitaillement des poids lourds²⁰. Ils seront probablement une vingtaine, peut-être plus, en fonction du développement des usages de l'hydrogène.

Les entreprises de transport seront amenées à s'équiper au fur et à mesure du développement de la filière. Leurs installations propres compteront pour 25 % en 2030 et 40 % en 2050.

Le complément sera assuré par les mini-hubs territoriaux ou par des stations le long ou à proximité des voies rapides et des autoroutes. Leur nombre à horizon 2050 se situera entre 30 et 100 stations. Si le scénario Haut s'impose, les stations-service dédiées à l'hydrogène se généraliseront le long ou à proximité de toutes les autoroutes et pourront assurer un point de ravitaillement tous les 100 km au plus. Si le scénario Bas l'emporte, ces stations seront localisées uniquement le long des axes les plus fréquentés.

20. Mais il est probable que les camions destinés aux grands transports internationaux ne feront pas le détour pour aller s'approvisionner en hub et préféreront ravitailler sur autoroute ou à proximité immédiate.

Zones de desserte potentielles des hubs hydrogène et segments d'autoroute devant être desservis par des stations décentralisées.



Mais il est essentiel que ces investissements soient coordonnés et planifiés, encore plus qu'on s'efforce de le faire pour les stations de recharge rapide de véhicules électriques le long des autoroutes.

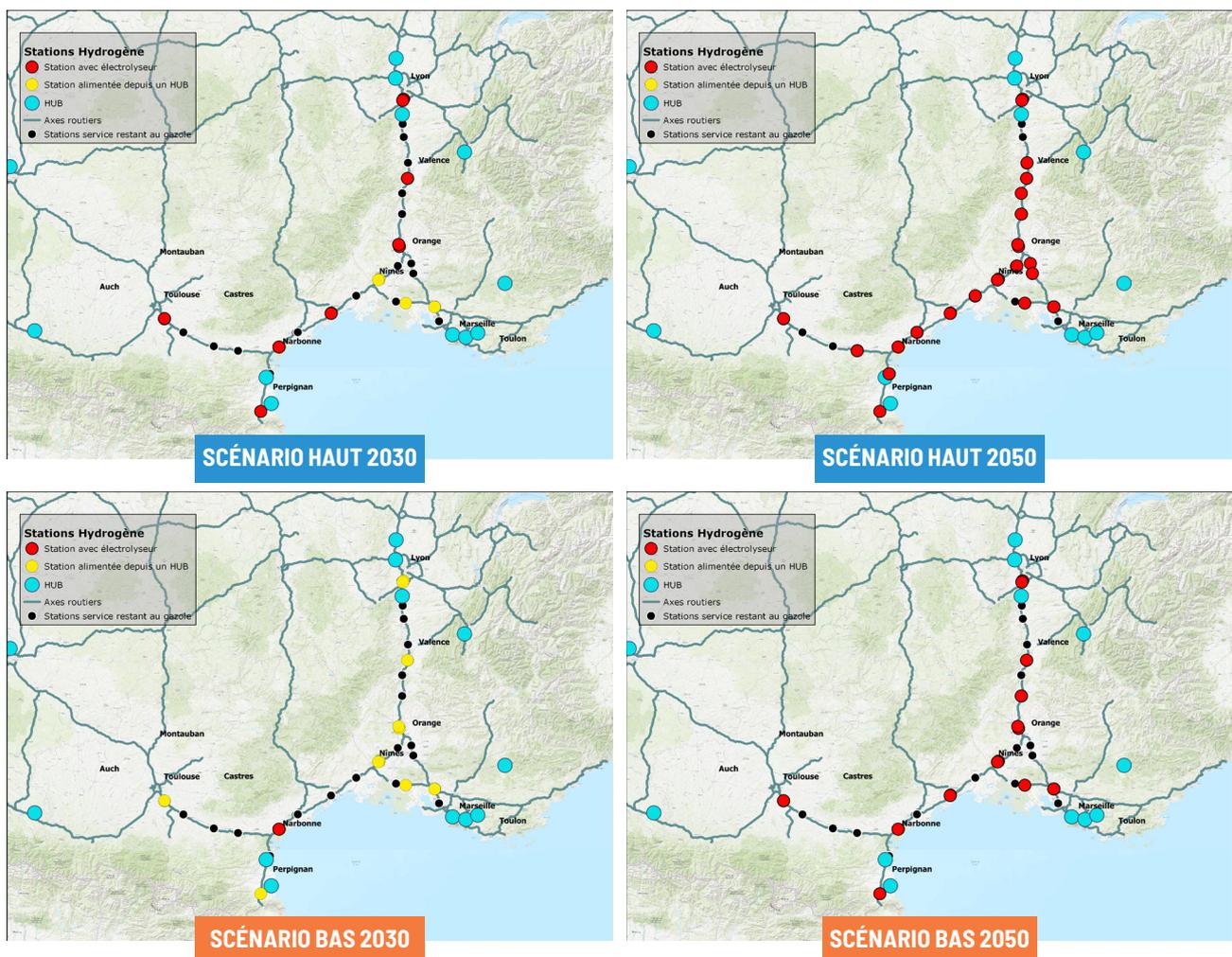
Il est donc proposé que soit dès à présent mis en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds. Des formules de concession ou de partenariat public-privé devront être imaginées car il est peu probable que l'investissement privé soit enclin à anticiper une demande qui mettra plusieurs années à se développer.

Il est donc proposé que soit dès à présent mis en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds.

Une étude de cas a été faite sur les Autoroutes du Sud de la France (ASF) pour lesquelles on dispose d'éléments précis, quoique relativement anciens (2001), sur le trafic de poids lourds et sur sa décomposition en origines et destinations²¹. Cette étude porte sur un triangle autoroutier fortement chargé en trafic poids lourds sur 750 km d'autoroutes. Elle a conduit à distinguer plusieurs types de trafic et à développer une méthodologie permettant d'évaluer les besoins à satisfaire en moyens d'approvisionnement des poids lourds à hydrogène le long des différents tronçons. In fine, cette approche permet de définir le nombre de stations nécessaires et de les positionner de façon sommaire, en complément des autres sources d'approvisionnement et en tenant compte du parc actuel de stations gazole.

Elle conduit aux implantations schématisées par les figures ci-dessous (scénarios Haut et bas), dans lesquelles, pour les horizons 2030 puis 2050, on identifie les stations de distribution qui seront nécessaires en faisant l'hypothèse qu'au-delà d'un volume distribué de 1 200 tonnes d'hydrogène par jour – correspondant à un réapprovisionnement par jour de la station – les stations devront se doter de leurs propres moyens de production d'hydrogène dans une gamme de puissance allant de 5 MW à 20 MW.

Stations hydrogène en 2030 et 2050 en hypothèse basse



21. Meilleure connaissance des trafics poids lourds sur l'axe A7-A9 – Enquête Origine/destination (DRE – ASF – CETE Méditerranée) – Contribution au débat public : <https://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-val/docs/pdf/etudes/5. les etudes routieres/Meilleure connaissance des trafics PL sur A7 A9.PDF>

On y voit que les stations alimentées à partir des hubs joueront un rôle d'amorçage mais qu'assez vite il faudra envisager, dans le scénario Haut comme dans le scénario Bas, des moyens de productions décentralisés dans ces stations avec des puissances allant de 5 à 20 MWe.

Ce type de schéma directeur peut être conçu au niveau régional mais plus valablement au niveau européen car le marché visé est pour une grande part celui des grands transports internationaux. **Dans cette optique, nous proposons que soit portée au niveau européen l'idée de corridors de l'hydrogène consistant à équiper en priorité les grands axes empruntés par les grands transports européens.** Cette réflexion devrait s'inscrire dans le cadre des travaux sur le réseau transeuropéen RTE-T avec comme objectif de permettre aux sociétés de transport d'investir à leur tour dans les camions en hydrogène dès que ceux-ci seront disponibles sur le marché et d'amorcer ainsi la migration des transports lourds vers la solution hydrogène.

La proposition de la Commission européenne de règlement sur les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs²², rendue publique le 14 juillet va dans ce sens, puisqu'elle prévoit que les États devront équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacés d'au plus 150 km avec une capacité de 2 tonnes/jour pour l'hydrogène gazeux à 700 bars, et de 450 km pour l'hydrogène liquide²³. Elle envisage également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène.

Cette proposition devrait cependant être davantage centrée sur le réseau transeuropéen TRE-T central dont l'équipement en corridors de l'hydrogène pourrait avoir ensuite un effet d'entraînement sur le réseau RTE-global, puis sur les autres axes et sur les autres segments de marché potentiel (véhicules légers).



La proposition de la Commission européenne de règlement sur les infrastructures prévoit que les États devront équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacés d'au plus 150 km avec une capacité de 2 tonnes/jour pour l'hydrogène gazeux à 700 bars, et de 450 km pour l'hydrogène liquide²³. Elle envisage également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène.

22. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0559>.

23. Le cas de l'hydrogène liquide n'a pas été envisagé dans ce rapport. Il pose des problèmes spécifiques. Il n'a pas été considéré que cette solution soit de nature à faciliter le développement de la filière et il faudra veiller à ne pas disperser l'effort d'investissement. Cette solution est néanmoins étudiée par un certain nombre de constructeurs, Daimler Truck AG en particulier. Elle permet, pour des réservoirs de taille comparable de multiplier par un facteur légèrement inférieur à deux, l'autonomie du véhicule par rapport à l'hydrogène comprimé à 700 bars, au prix néanmoins d'une consommation énergétique représentant environ 20 % de l'énergie stockée dans l'hydrogène à 700 bars.



équilibre des énergies

Construisons une société énergétique **meilleure**

Association loi de 1901 Équilibre des Énergies
10, rue Jean Goujon - 75008 Paris - France
T. +33 (0)1 53 20 13 70
info@equilibredesenergies.org



equilibredesenergies.org