

The Transition Institute 1.5

L'ambition d'une véritable transition

NOTE D'ÉCLAIRAGE

#10 - décembre 2023

Hydrogène, le cas particulier des poids lourds

par CLARA ALLOIS & PIERRE FRODÉ DE LA FORET

Ce rapport a été rédigé dans le cadre du Master 2 Économie de l'Énergie (Université Paris-Saclay), formation suivie par les auteurs dans le cadre du Cycle Ingénieur Civil de Mines Paris - PSL. Ce rapport a bénéficié de l'encadrement de Sanaa SIRVEN (CEA) et Frédéric LANTZ (IFPEN).

Table des matières

Executive summary	p.3
<hr/>	
Introduction	p.4
<hr/>	
I. Utilisations et production de l'hydrogène	p.5
Principales utilisations de l'hydrogène.....	p.5
Moyens actuels de production d'hydrogène : des moyens essentiellement carbonés.....	p.5
<hr/>	
II. Application de l'hydrogène au secteur des poids lourds	p.10
Leviers de décarbonation du secteur des poids lourds.....	p.10
Mise en place technique de flottes de poids lourds à hydrogène.....	p.11
Comparaison économique des technologies liées à l'hydrogène pour les poids lourds.....	p.13
Analyse de cycle de vie environnementale des solutions HFCT.....	p.15
<hr/>	
III. La place du poids lourd dans les applications de l'hydrogène	p.16
Comparaison avec les technologies concurrentes dans la transition.....	p.16
Perspectives d'utilisation de l'hydrogène.....	p.16
Soutien public au développement de l'hydrogène décarboné.....	p.18
<hr/>	
Conclusion	p.20
<hr/>	
Bibliographie	p.21
<hr/>	
ANNEXES	p.24

Executive summary

En dépit de l'intensité carbone de ses moyens de production actuels, l'hydrogène jouit ces derniers temps d'un grand engouement pour ses applications en tant que **vecteur énergétique** moteur de la décarbonation. La consommation actuelle d'hydrogène est monopolisée par des applications industrielles qui en dépendent, reléguant ainsi les autres secteurs au second rang. Néanmoins, d'importants investissements étalés sur la décennie ambitionnent de coupler décarbonation de la production et élargissement des applications de l'hydrogène via des soutiens à l'innovation et au déploiement aux mailles européennes et françaises. En particulier, le secteur des **poids lourds** est ciblé. A travers différentes technologies (hydrogène comprimé, liquéfié, fuel-cell ou moteur thermique) et modes d'organisation (production centralisée, importée ou locale), on voit émerger des scénarii et études dans lesquels les infrastructures énergétiques et les flottes de poids lourds s'organisent autour de l'hydrogène. Les options qui caractérisent ces scénarii sont ici étudiées du point de vue des **contraintes techniques** qu'elles imposent, et de leur **impact économique et environnemental**. Ces impacts n'ont un sens évidemment que « du puit à la roue » en prenant en compte les **modes de production** et de transport de l'H₂. Dans le cas des camions à pile à combustible, la compétitivité de l'hydrogène se dévoile sur le long courrier, où les caractéristiques physiques de l'hydrogène permettent de s'approcher des schémas de fonctionnement actuels des poids lourds. Encore faut-il prendre en compte le mix électrique local dans le cas de production par électrolyse, et surtout inscrire le poids lourd à hydrogène dans son contexte industriel et macroéconomique. Les décideurs doivent ainsi arbitrer sur l'utilisation de l'électricité pour le power-to-H₂ (dont les mauvais rendements décuplent la consommation), et sur la place à accorder aux poids lourds en connaissant la concurrence d'autres applications, pour lesquelles l'intensité décarbonante de l'hydrogène serait plus élevée.

Introduction

L'hydrogène, et en particulier l'hydrogène vert, connaît depuis quelques années un regain d'intérêt. En effet, celui-ci a un rôle à jouer dans la transition énergétique que ce soit pour décarboner les usages actuels de l'hydrogène ou en tant qu'alternative aux énergies fossiles décarboner d'autres usages énergétiques, tels que la mobilité lourde.

Nous chercherons dans ce rapport à étudier la place de l'hydrogène dans la mobilité lourde. Pour ce faire, les principales **utilisations et moyens de production** de l'hydrogène seront d'abord analysées. Une description **technico-économique** de l'utilisation de l'hydrogène pour les poids lourds sera ensuite proposée afin d'insister sur les caractéristiques techniques, économiques, environnementales associées. Enfin nous mettrons en perspective la place des poids lourds à hydrogène au regard des autres technologies (électrique, biogaz etc) et du cadre légal et politique.

I. Utilisations et production de l'hydrogène

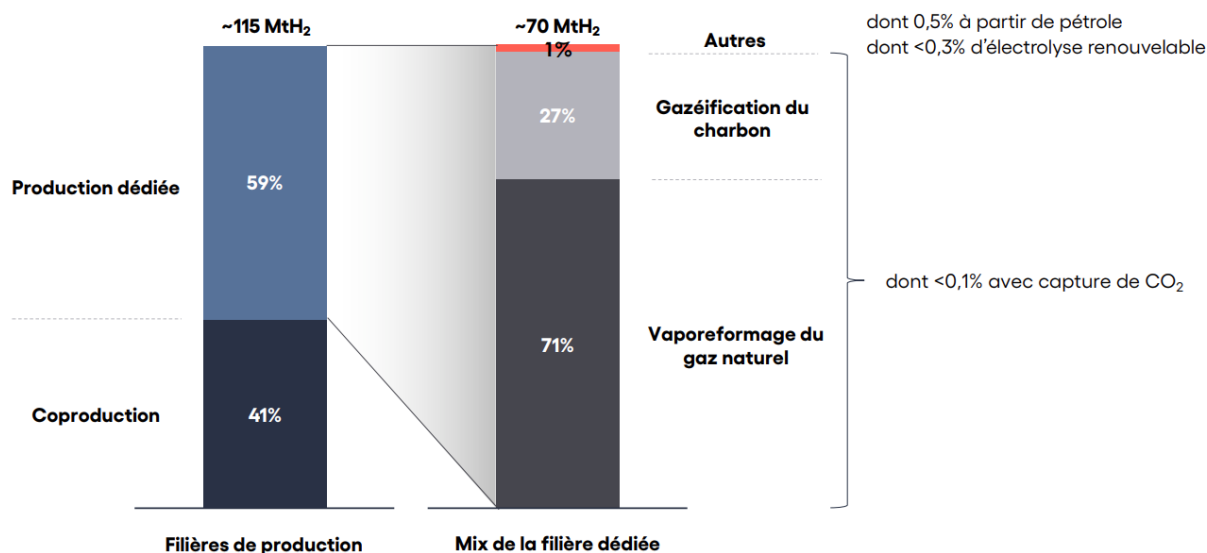
Principales utilisations de l'hydrogène

L'utilisation de l'hydrogène en France se concentre aujourd'hui essentiellement dans l'**industrie**. L'hydrogène est utilisé en tant que réactif dans procédés de raffinage et de pétrochimie. C'est aussi un produit de base pour la production d'ammoniac et de méthanol. En 2022, par exemple, environ 880 ktonnes de H₂ ont été consommées en France avec 42% pour la pétrochimie et raffinage et 26% pour l'ammoniac. 26% de l'hydrogène est aujourd'hui brûlé, faute d'autres débouchés (l'hydrogène est en effet un coproduit non exploité issu entre autres de la pétrochimie et cokerie). Le reste des applications (essentiellement la chimie) représentent enfin seulement 6% de la consommation. (voir graphe annexe)

Moyens actuels de production d'hydrogène : des moyens essentiellement carbonés

L'hydrogène existe aujourd'hui à l'état naturel (on parle d'hydrogène natif) mais peut aussi être produit à l'aide de différentes sources d'énergie et de technologies. L'exploitation rentable de l'hydrogène natif n'est pas d'actualité et l'on se consacrera donc dans cette partie à l'hydrogène produit à partir d'hydrocarbures et d'eau.

La production mondiale d'hydrogène est aujourd'hui dominée par l'utilisation de **combustibles fossiles**. En 2022, 5% de la production d'hydrogène était décarbonée en France (avec 45 000 tonnes). L'hydrogène produit par électrolyse ne joue qu'un rôle mineur (seulement 5MW d'électrolyse en 2022) [1]. Avec la baisse des coûts de l'énergie renouvelable (solaire et éolienne), l'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène suscite de plus en plus d'intérêt.



Source : (AIE, 2019).

Figure 1 : Production d'hydrogène dans le monde par filière (MtH₂) et mix de production de la filière dédiée

Reformage du gaz naturel

Le **reformage** est la méthode la plus répandue pour produire de l'hydrogène à partir du gaz naturel. Il existe trois méthodes : le **reformage du méthane à la vapeur**, appelé SMR « Steam Methan Reformer » (qui utilise l'eau comme oxydant et source d'hydrogène), l'**oxydation partielle** (qui utilise l'oxygène de l'air comme oxydant), ou une combinaison des deux appelée **reformage autothermique (ATR)**. L'ATR utilise l'air et l'eau comme oxydants, et ne nécessite pas de chaleur (à l'inverse, le vaporéformage est endothermique). Le vaporéformage est la plupart du temps utilisé pour extraire l'hydrogène du gaz naturel (et quelque fois pour extraire le gaz du pétrole liquéfié et du naphta). L'oxydation partielle est utilisée pour extraire l'hydrogène du fioul lourd et du charbon. Dans tous les cas, un gaz de synthèse composé principalement de monoxyde de carbone et d'hydrogène est formé, puis converti en hydrogène et CO₂ si l'hydrogène pur est le produit principal. Le **SMR est la technologie la plus répandue** pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel à grande échelle, **avec 41% de la production totale**, et restera probablement la technologie dominante pour la production d'hydrogène à grande échelle à court terme, en raison de ses avantages économiques et du grand nombre d'unités SMR en service aujourd'hui. Afin de réduire les émissions carbonées, le CCUS peut être appliqué à la fois à la production d'hydrogène par SMR et par ATR [2].

Gazéification du charbon

La **gazéification** est une autre technologie bien établie utilisée pour la production d'hydrogène à partir du charbon. Celle-ci est utilisée depuis plusieurs décennies par les industries chimique et des engrais pour la production d'ammoniac (notamment en Chine). Environ 130 usines de gazéification du charbon sont en service dans le monde, dont plus de 80 % en Chine. La production d'hydrogène à partir du charbon produit des émissions de CO₂ d'environ 23 tCO₂/tH₂, soit deux fois plus que le gaz naturel.

Electrolyse de l'eau

L'**électrolyse** est principalement utilisée dans l'industrie du chlore et de la soude (90%), où l'hydrogène est un sous-produit qu'il faut ensuite récupérer ($2\text{Cl}^- + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Cl}_2 + \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$). Néanmoins, l'électrolyseur à eau ($\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$) connaît un regain d'intérêt de plus en plus fort.

Un électrolyseur est composé de 2 groupes principaux (voir annexe) :

- **La pile ou *stack* de l'électrolyseur** : il s'agit d'un empilement de plusieurs cellules d'électrolyse. Une cellule d'électrolyse est composée d'une anode et d'une cathode dans un milieu aqueux ou solide. Cette différence est expliquée dans le paragraphe suivant.
- **Les systèmes auxiliaires ou *balance of plant*** : ils incluent l'équipement nécessaire pour le refroidissement, la conversion de l'électricité, le traitement de l'eau en entrée et de l'hydrogène et de l'oxygène en sortie

Les technologies des cellules d'électrolyse varient en maturité technico-économique :

- **Electrolyse alcaline** : La conduction a lieu dans une solution alcaline. Environ 35% des parts de marché.
- **Electrolyse PEM** (membrane échangeuse de protons) : La conduction se fait en milieu solide plastique polymère grâce aux cations H⁺. Environ 60% des parts de marché.
- **Electrolyse SO** (oxyde solide) : La conduction se fait en milieu solide céramique. Environ 5% des parts de marché.
- **Electrolyse AEM** (membrane échangeuse d'anions) : la conduction se fait

en milieu solide plastique polymère grâce aux anions OH-. Parts de marché marginales.

Afin de comparer les différentes technologies, il est pertinent de considérer différents paramètres tels que la flexibilité de l'installation de production, le **rendement** de la réaction électrochimique, les **coûts** d'opération et investissement, la **résistance et dégradation**, la **complexité** industrielle, la **criticité des matériaux**, etc. De fait, aucune des 4 technologies de cellules ne se distingue sur l'ensemble des critères sur le long terme. Des arbitrages de choix technico-économiques seront à faire en fonction de l'usage prévu et du contexte d'utilisation.

D'autres voies étudiées pour la production de l'hydrogène

Craquage du méthane : Methan splitting

Le **craquage du méthane « methan splitting »** offre un nouveau moyen potentiel de produire de l'hydrogène à partir du gaz naturel. La principale technologie est basée sur un plasma triphasé à courant alternatif, et utilise le méthane comme matière première et l'électricité comme source d'énergie. Cette technologie produit de l'hydrogène et du carbone solide, mais aucune émission de CO₂. Le craquage du méthane nécessite un plasma à haute température et engendre des pertes thermiques importantes réduisant son avantage en termes d'efficacité ; mais il utilise trois à cinq fois moins d'électricité que l'électrolyse pour la même quantité d'hydrogène produite. [2]

Biomasse : voies biochimiques et thermochimique

L'hydrogène peut être aussi être produit à partir de la biomasse de différentes manières. Dans les voies **biochimiques**, des micro-organismes travaillent sur la matière organique pour produire du biogaz (un processus appelé digestion anaérobie) ou une combinaison d'acides, d'alcools et de gaz (fermentation). La **gazéification thermochimique** de la biomasse est quant à elle un processus qui fonctionne comme la gazéification du charbon pour convertir la biomasse en un mélange de monoxyde de carbone, de CO₂, d'hydrogène et de méthane. Ces technologies restent aujourd'hui marginales et, dans tous les cas, le gaz produit devrait faire l'objet d'un traitement supplémentaire pour en extraire l'hydrogène.

D'autres technologies ?

D'autres technologies non évoquées ici sont aujourd'hui en développement telles

que la thermochimie solaire à haute concentration ou encore l'électrolyse à haute température utilisant une source de chaleur externe (nucléaire ou solaire à haute concentration par exemple). Elle pourrait également constituer une source de revenus supplémentaire utile pour les centrales nucléaires.

Potentiel de réchauffement des moyens de production

Tous ces moyens de productions décrit précédemment sont plus ou moins **carbonés** et définissent trois types d'hydrogène : renouvelable, bas carbone et carboné comme le montre le graphe ci-dessous.

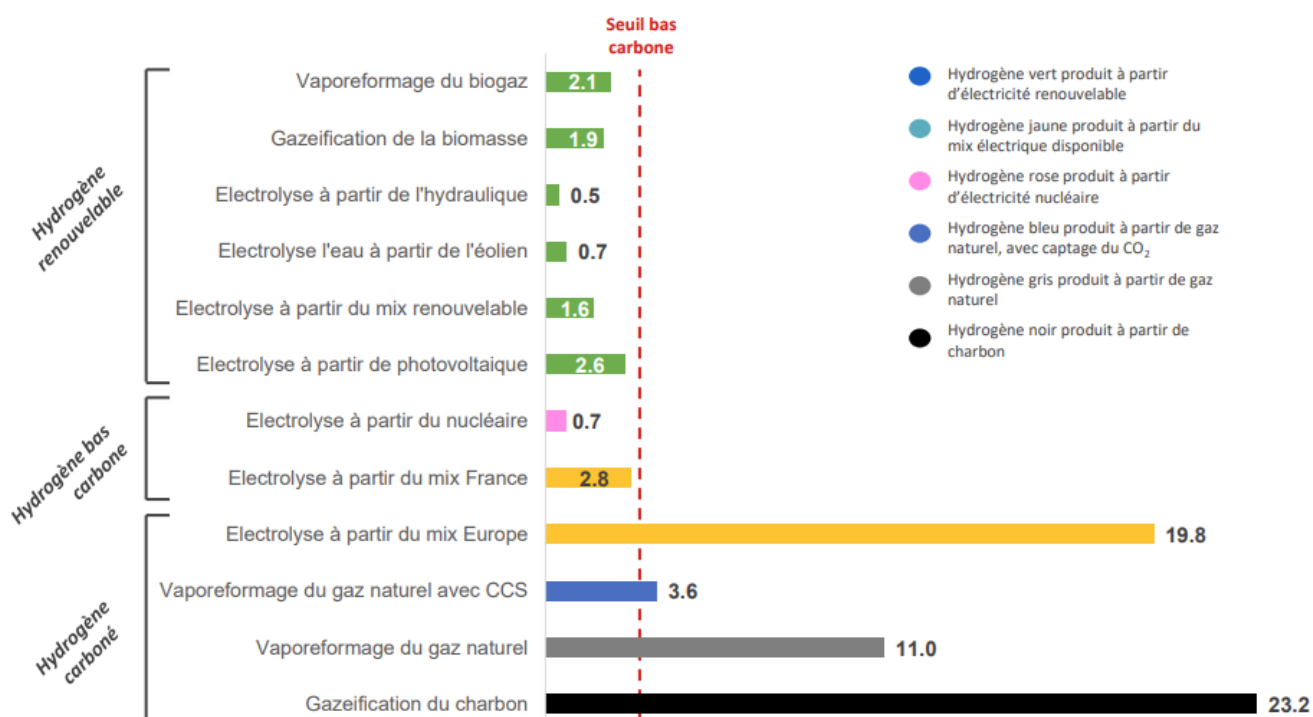


Figure 2 : Potentiel de réchauffement de différents moyens de production (tCO₂/tH₂)

L'hydrogène bas carbone et renouvelable, qui est caractérisé de **vecteur énergétique** (car produit au moyen d'une réaction chimique à partir d'une ressource primaire), a naturellement un rôle à jouer dans la transition énergétique que ce soit pour décarboner les usages actuels de l'hydrogène ou pour permettre de décarboner d'autres usages énergétiques qui se reporteraient sur l'hydrogène. Nous allons désormais nous concentrer une utilisation spécifique de l'hydrogène, les poids lourds. L'hydrogène dans les poids lourds a en effet un volume insignifiant aujourd'hui et il pourrait être utilisé à plus grande échelle dans le futur. L'hydrogène peut être utilisé **directement** en tant que fuel pour des motorisations thermiques ou électriques ; ou **indirectement** en tant que réactif intermédiaire pour la production de carburants de synthèses (e-ammoniac, e-methanol, e-GNL, e- kerozene). Regardons désormais en détail l'utilisation de l'hydrogène dans les poids lourds pour une utilisation directe.

II. Application de l'hydrogène au secteur des poids lourds

Leviers de décarbonation du secteur des poids lourds

Si le secteur des transports représente une part importante des émissions de GES mondiales (24%^[3]), cette prépondérance est encore plus flagrante dans le cas de la France (31% en 2019^[4]), où l'électricité est faiblement carbonée. 20% des émissions liées au transport sont affectées aux seuls poids lourds^[5], c'est plus que les avions, qui en concentrent 14% en comptant les vols internationaux. Pourtant, la décarbonation des poids lourds est loin d'occuper les débats à la hauteur de son impact. A l'instar du transport maritime par exemple, les émissions des poids lourds ne sont pas à imputer directement aux particuliers – qui pourraient eux-mêmes choisir de changer leurs habitudes de déplacement, ou de décarboner leur moyen de transport. Il s'agit donc d'un enjeu dont les parties prenantes principales sont les décideurs politiques, les industriels et les entreprises logistiques, mais dont les citoyens doivent se saisir également. En outre, le secteur du transport de marchandise est devenu au dernier siècle extrêmement stratégique : sans poids lourd, pas d'acheminement du lieu de production au lieu de vente, donc pas d'approvisionnement des supermarchés ni même des petits commerçants, d'où la nécessité de faire de **la décarbonation des poids lourds une priorité technologique et politique** dans les décennies à venir.

Le secteur des poids lourds est également un mode de transport aux caractéristiques et contraintes uniques. Avec des contraintes de temps d'acheminement sur les denrées périssables, et des longueurs de trajet très importantes, les conducteurs de poids lourds ne peuvent pas se permettre de passer des heures à la pompe pour attendre la recharge de leur véhicule. Néanmoins, la législation européenne impose déjà pour les employés une pause de 45 minutes toutes les 4h30 de conduite, pause qui rendrait envisageable une recharge plus longue que les pleins aux carburants fossiles.

L'utilisation de ces véhicules est également intensive. En 2019, les poids lourds français parcouraient en moyenne 43000 km par an (+26% en 10 ans^[6]) contre 12000 pour les véhicules particuliers. Cela impose une résilience des technologies de combustion et stockage d'énergie à un grand nombre de cycles.

Pour des raisons économiques évidentes, le volume des réservoirs a son importance, et la masse du dispositif est également très liée à la consommation du véhicule, qui est cruciale. Les caractéristiques de sécurité (inflammabilité, toxicité, haute pression...) peuvent également être un élément discriminatoire pour les technologies envisagées pour la transition.

Mise en place technique de flottes de poids lourds à hydrogène

Le groupe motopropulseur :

La plupart des véhicules à hydrogène sur le marché ou faisant objet de recherche sont équipés de pile à combustible à hydrogène. L'hydrogène stocké dans les réservoirs rencontre le dioxygène dans la pile et la réaction électrochimique permet de produire de l'eau et une électricité servant à alimenter un moteur électrique, qui va (à l'instar des véhicules électriques) entraîner les roues du véhicule. En pratique, les constructeurs placeront bien souvent une batterie tampon en aval de la pile à combustible, pour absorber les fluctuations de demande. Mais la capacité de cette batterie ne dépasse jamais les 100kWh, il ne s'agit pas d'un composant déterminant pour le prix des camions à hydrogène.

Un autre type de groupe motopropulseur est le moteur thermique à hydrogène. Les intrants (H_2 et O_2) sont les mêmes, mais la combustion permettra cette fois-ci directement d'entraîner des pistons comme dans un véhicule thermique à carburant fossile. Cette technologie présente l'avantage de permettre la conversion des camions actuels en camion à hydrogène, mais elle garde les inconvénients de bruit, mauvais rendement du thermique et surtout des émissions de NO_x [8]. Elle n'est étudiée en majorité que par le constructeur DAF [7].

Pour la suite, nous nous concentrerons plutôt sur les camions à pile à combustible hydrogène, que nous nommerons HFCT (Heavy-duty Fuel-Cell Trucks).

La chaîne de l'hydrogène :

Les camions à hydrogène sont rechargés sur des **HRS (Hydrogen Refuelling Station)**. Reste donc à trancher sur la **forme** de l'hydrogène, qui dicte différentes contraintes sur l'acheminement puis le stockage de cet hydrogène à bord. On ne peut pas stocker cet hydrogène sous conditions ambiantes, notamment parce que sa densité énergétique serait trop faible. La première solution, la plus répandue, consiste à stocker l'hydrogène **gazeux** sous haute pression (700 bars

généralement). On peut aussi **liquéfier** l'hydrogène sous très basse température (à pression ambiante, l'hydrogène se liquéfie à -250°C), ou encore utiliser des liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC). Les LOHC suscitent l'intérêt pour des raisons de sécurité améliorée, mais leur utilisation détériore le rendement de la chaîne de l'hydrogène (déjà assez bas) et leur manque de maturité fait pour l'instant préférer aux constructeurs les deux premières solutions.

L'une des majeures différences entre liquide et gazeux est la **densité énergétique**, qui offre donc des possibilités différentes pour l'autonomie du véhicule. Si on prend un camion de 26 tonnes, il consomme environ 30L/100km[12], soit après calcul¹ un besoin d'énergie de 1.4kWh/km. À rendement égal² de pile à combustible, avec un réservoir de 1m³, l'hydrogène à 700 bars permet une autonomie de 500km, alors que l'hydrogène liquide permet une autonomie de 860km. A titre informatif, la plupart des constructeurs annoncent des autonomies proches du millier de kilomètre (en conditions optimales de conduite et à vide)[20].

Infrastructures liées au déploiement des HFCT

Si les coûts opérationnels liés à l'hydrogène (transport, transformation etc...) sont importants, les **infrastructures** nécessaires sont très capitalistiques, et l'**optimisation géographique** de leur déploiement fait l'objet de plusieurs papiers, comme [10]. L'hydrogène gazeux peut être acheminé par pipeline ou trailer, le liquide par camion-citerne.

La solution des **pipelines** à hydrogène est l'objet du projet EHB, qui prévoit de reconverter d'anciennes et créer de nouveaux pipelines uniquement dédiés au transport d'hydrogène. Cependant, cette solution demande des investissements énormes sans flexibilité de la distribution, et la réinjection d'une proportion d'hydrogène dans les réseaux existants de gaz paraît plus réaliste à court terme. Ainsi, aux Etats-Unis, le projet HyBlend vise à tester la compatibilité de l'hydrogène avec le gaz présent dans l'impressionnant réseau de pipelines du pays[15]. En Europe, le projet GrHyd [16] maille des lieux de production et de consommation d'hydrogène en France, Belgique et Pays-bas, avec au maximum 20% d'hydrogène injecté. Cette réinjection est cependant incompatible avec le système européen de garantie de traçabilité de l'hydrogène vert récemment créé (une fois en pipeline, il sera impossible de distinguer l'hydrogène vert et gris), l'hydrogène concerné fera donc seulement l'objet de garantie d'origine.

¹ Rendement de 40%

² Qu'on a choisi à 50%

Pour des raisons techniques et financières donc, le mode de transport principal de l'hydrogène est aujourd'hui **roucier**, que cet hydrogène soit liquide ou gazeux.

Les infrastructures de recharge sont également à géométrie variable en fonction de la forme de l'hydrogène, ou plutôt seront car ces HRS sont loin d'avoir atteint l'échelle industrielle. L'isolation thermique des infrastructures de stockage ou transport de l'hydrogène liquide doit être excellente, pour éviter le boil-off³ de l'hydrogène liquide, pour l'hydrogène gazeux elles doivent être adaptées à la haute pression.

Comparaison économique des technologies liées à l'hydrogène pour les poids lourds

Dans le cas des camions à pile à combustible, les technologies se distinguent par la **forme de la chaîne logistique** de l'hydrogène, ainsi que par la forme de l'hydrogène acheminé et stocké. L'hydrogène distribué dans les HRS peut être produit sur place, ou acheminé depuis un lieu de production centralisé. La solution de production locale présente l'avantage de s'affranchir des coûts d'acheminement, mais cette production locale n'est pas possible en tous lieux, et limite les effets d'efficacité induits par une production centralisée. L'étude [9] estime la réduction des coûts à 13% en Allemagne pour un mode de production centralisé par rapport à la production sur site (par électrolyse, avec stockage gazeux). Néanmoins, si actuellement les procédés de production de l'hydrogène (SMR, ATR, etc.) nécessitent une gestion industrielle de tout instant, le procédé d'électrolyse par EnR est plus propice à une décentralisation (qui pourrait induire des effets de série sur les technologies de production).

Pour trancher entre gaz et liquide, l'élément économique discriminant est justement la **distance** de la centrale de production à la distribution. En effet, la liquéfaction est plus onéreuse que la compression, mais la densité énergétique est supérieure pour les liquides, donc le coût massique du transport est supérieur pour l'hydrogène gazeux. L'étude prospective [10] estime que l'acheminement d'hydrogène liquide deviendrait plus viable au-delà de 130km dans le cas de l'Allemagne en 2050. De plus, l'hydrogène liquide présente moins de risque que l'hydrogène gazeux (toxicité, inflammabilité, etc...). On comprend néanmoins que l'hydrogène sous-pression serait la solution adoptée pour une production sur site.

³ Voir annexe

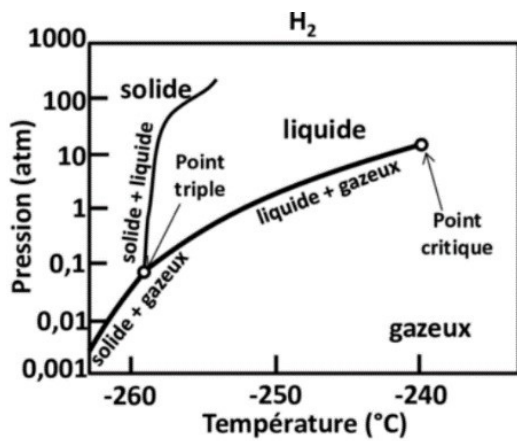


Figure 3 : Diagramme PT de H₂

Pour pallier au caractère énergivore de la liquéfaction par rapport à la mise sous-pression, il est tentant d'exploiter le diagramme pression-température de l'hydrogène en augmentant la pression pour que la liquéfaction ait lieu à plus haute température (sans dépasser le point critique). Malheureusement, les coûts fixes associés aux compresseurs et aux réservoirs pressurisés qu'il faudrait alors acheter pour le stockage du liquide sous-pression écrasent les gains économiques liés aux économies d'énergie.

Du **côté du constructeur**, l'étude de cas [13] fait reposer la baisse de prix future des HFCT sur la baisse de prix de la pile à combustible, l'élément le moins mature du véhicule qui compte pour 20% du prix actuel. Si les dépenses indirectes liées au développement de la technologie sont importantes aujourd'hui de par son manque de maturité, on peut raisonnablement espérer que ces **dépenses baisseront lorsque les TRL les plus hauts seront atteints.**

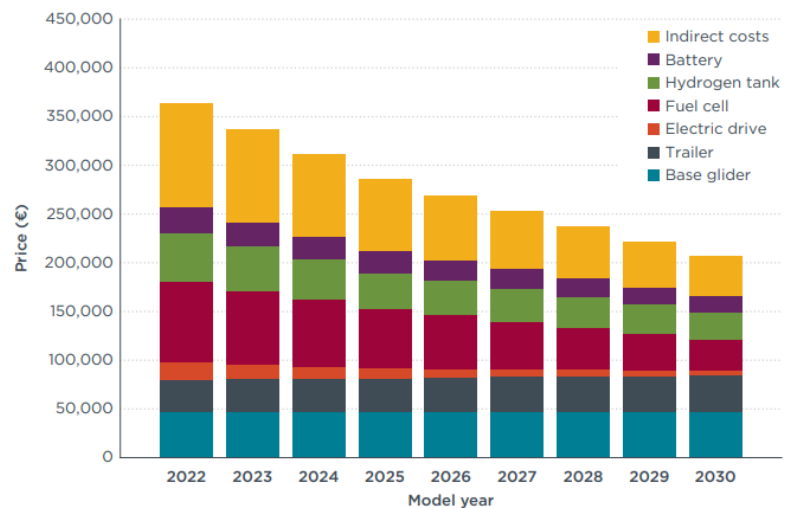


Figure 4 : Décomposition des coûts de production des HFCT

Côté propriétaire, en prenant un coût de l'hydrogène vert à 4 euros/kg (obtenu en 2030 par [14] avec la subvention de 3euros/kg), et avec les mêmes hypothèses d'efficacité que dans la partie *chaîne de l'hydrogène* on obtient un prix du carburant au kilomètre de 0.34 euros. En prenant un coût du gazole à 1.3 euros par litre, on obtient un coût au kilomètre de 0.39 euros, plus cher donc. Mais l'obtention de ce résultat étonnant tient à la prise en compte des **subventions** côté hydrogène vert, et de la taxe carbone côté gazole. Sans **politique préférentielle**, voici la comparaison projetée de TCO pour un consommateur en 2030. Le coût du camion ainsi que la différence de prix réel du camion font encore pencher la balance en faveur du diesel.

NOTE D'ÉCLAIRAGE #10

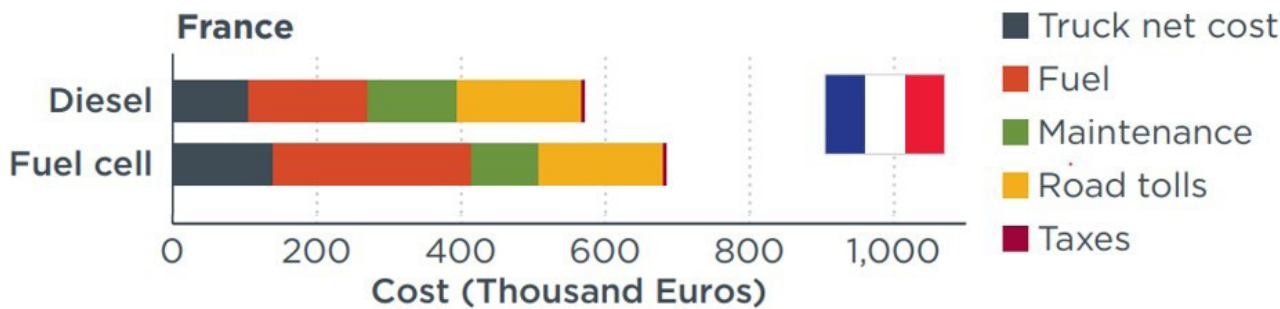


Figure 5 : Cout de maintenance et d'opération des HFCT

Analyse de cycle de vie environnementale des solutions HFCT

Les **émissions de CO2e** sur le cycle de vie du système de propulsion des HFCT dépend majoritairement du **mode de production** de l'hydrogène évoqué en première partie (voir Figure 2). En effet, de par la demande électrique intense de l'électrolyse, l'utilisation du HFCT peut se révéler plus polluante que celle du véhicule diesel, comme le montre [17]. Néanmoins, que ce soit en capturant le CO2 émis par SMR ou en se basant sur un mix électrique un tant soit peu décarboné pour l'électrolyse, la filière hydrogène tend sans nul doute à décarboner l'usage du véhicule. Au niveau de la **manufacture** cependant, le système HFCT est plus émetteur que le gazole, notamment à cause de l'extraction de platine que la pile à combustible requiert mais aussi à cause de la production d'alliage Lithium dont la batterie tampon a besoin. Néanmoins, ces émissions restent négligeables (au plus 1/10ème des émissions à l'usage).

En termes d'utilisation des **ressources minières**, le sujet principal reste le platine, utilisé dans l'électrolyte de la pile à combustible pour améliorer sa durée de vie et son efficacité, qui est si précieux qu'il représente presque 50% des coûts de la pile. 73% sa production a lieu uniquement en Afrique du Sud [18], et sa concentration en croûte terrestre n'excède pas les 1ppm, ce qui en fait un métal extrêmement stratégique. En moindre mesure, les piles à combustible nécessitent d'autres métaux très rares comme le palladium et le rhodium.

En ce qui concerne l'**émission de polluants locaux** (particules fines, NOx etc...), le passage à l'hydrogène permet normalement de s'affranchir de la plupart des émissions à l'usage, cependant l'étude [19] montre qu'en prenant le cas actuel des Etats-Unis avec une électrolyse alimentée par le réseau national, les HFCT seraient plus émetteurs de SOx que les camions classiques. D'où l'importance du verdissement de la production d'hydrogène en parallèle du développement de la filière poids lourd.

III. La place du poids lourds dans les applications de l'hydrogène

Comparaison avec les technologies concurrentes dans la transition

Dans la décarbonation souhaitée du secteur poids lourds pour les décennies à venir, le HFCT est en concurrence avec d'autres technologies : **les camions à batterie, les biocarburants et le biométhane**. Les biocarburants de première génération (1g) font l'objet de nombreuses controverses (changement d'affectation des sols, concurrence avec l'alimentaire sur le marché céréalier). Les biocarburants 2g et le biométhane sont de sérieux concurrents à l'hydrogène, mais le développement à grande échelle, couplé à la concurrence des usages, sont de sérieux freins au développement de ces carburants. La synthèse [22] distingue le poids lourd courte distance (<500km) et longue distance.

Pour la **courte distance**, les camions sont souvent amenés à circuler en ville où des réglementations sont en vigueur sur les particules fines, critère discriminant pour les biocarburants. Les batteries, de taille alors raisonnable, sont bien plus matures que l'hydrogène, et leur meilleur rendement énergétique disqualifie l'hydrogène en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

Pour le **long courrier**, les cartes sont rebattues. La capacité requise par les batteries pour rentrer dans les standards actuels fait exploser la masse, le volume des batteries, et par conséquent leurs émissions (cf annexe tirée du cas d'usage de [17]) et leur consommation de ressources à la production. Les bioénergies deviennent alors viables, mais toujours à échelle limitée. L'hydrogène, lui, peut faire valoir son atout de scalabilité, ses possibilités de **grande autonomie** et de **temps de recharge courts** [23, 24]. La maturité de la batterie et des infrastructures de recharge électrique joue néanmoins en sa faveur.

Perspectives d'utilisation de l'hydrogène

Comme décrit précédemment, l'hydrogène, aujourd'hui principalement carboné, a un rôle central à jouer dans la transition énergétique, pour décarboner les usages actuels et de nouveaux usages. L'hydrogène pourrait entre autres [22] :

- Participer à la **décarbonation de l'industrie** à la fois pour alimenter les unités

industrielles ou pour se substituer aux réactifs fossiles utilisés actuellement (notamment pour la production d'ammoniac et de méthanol) - **Power to Industry**

- Soutenir la **décarbonation des transports** en particulier pour le secteur aérien, maritime (avec la production de e-GNL et e-Methanol), ferroviaire et de poids lourds - **Power to Mobility**
- Pallier l'intermittence des énergies renouvelables, en tant que **forme de stockage** : ainsi, en situation de réseau excédentaire, il peut jouer le rôle d'une capacité d'effacement et symétriquement, quand le réseau est déficitaire, l'hydrogène peut être réutilisé dans une pile à combustible pour fabriquer de l'électricité, et augmenter ce faisant la flexibilité dans le système électrique - **Power to Power**.

Le graphe ci-dessous montre la répartition globale de l'hydrogène dans le **scénario NZE** pour 2025 et 2030. La place de l'hydrogène dans le transport représentera d'après le scénario NZE 4,1% (8,55Mt sur 210,56Mt) [25]. Cette proportion assez faible s'explique entre autres par une **intensité décarbonante**⁴ assez faible par rapport à d'autres usages (comme l'industrie par exemple). Ainsi même si le pouvoir unitaire de décarbonation est bon, il sera préférable de prioriser l'hydrogène sur d'autres secteurs.

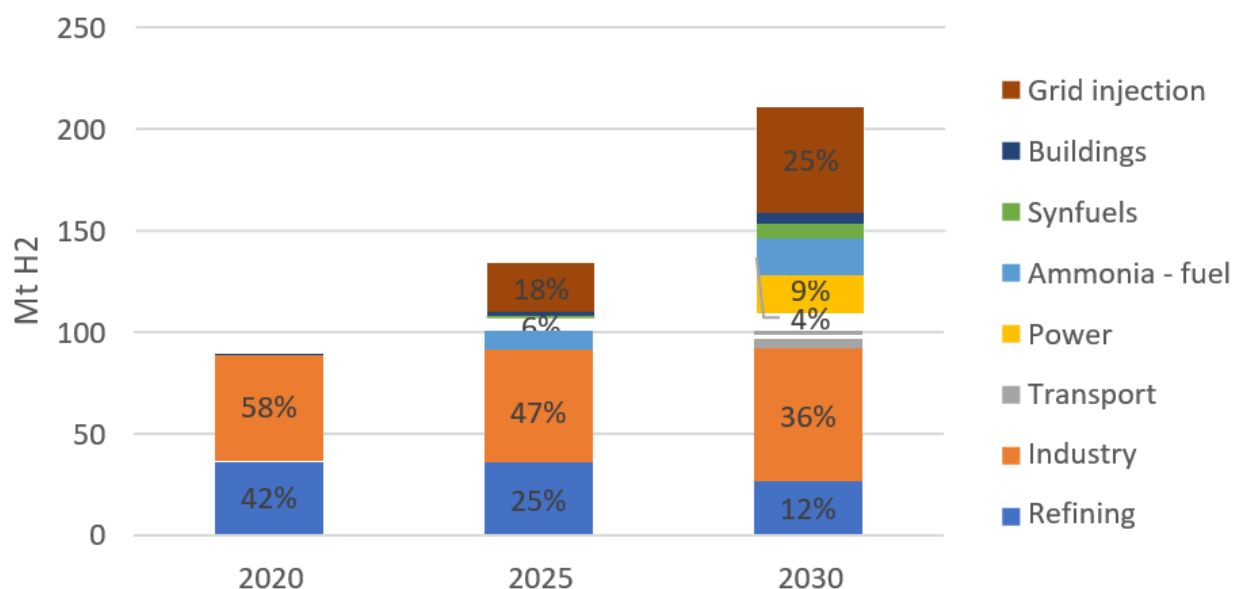


Figure 6 : demande d'hydrogène globale dans le scénario NZE. Source IAE 2019

⁴ Cette métrique, exprimée en tCO₂e / tH₂, traduit la baisse de l'empreinte carbone d'un usage que permet l'hydrogène bas-carbone, rapportée à une unité d'hydrogène.

Prioriser les utilisations de l'hydrogène vert est aujourd'hui effectivement primordial, ne serait-ce qu'en considérant l'énergie nécessaire à fournir. Par exemple, si l'on faisait l'hypothèse que tout l'hydrogène utilisé aujourd'hui en France (environ 880 kT) était produit par électrolyse, il faudrait au total 44TWh [26] soit 25 GW installés de PV⁵ (à comparer aux 11GW actuellement installés en France). Cet exemple montre clairement les limites de l'électrolyse et les difficultés d'une production massive d'hydrogène vert. Avec un raisonnement analogue, décarboner le secteur de la mobilité lourde nécessiterait 4200 kT de H₂ par an (environ 600 000 poids lourds en France consommant entre 5 et 9 tH₂ par an⁶ [27]) soit 210 TWh !

Néanmoins, il est à noter que des objectifs ambitieux sont annoncés, notamment en France, pour l'utilisation de l'hydrogène dans les poids lourds. La stratégie « **Ambition 2030** », a pour visée une consommation annuelle d'hydrogène vert (renouvelable ou bas carbone) de 680 kT en 2030 (sur 1 345 000 tonnes au total, soit 52%) dont 23% pour le secteur de la mobilité avec notamment 5000 poids lourds. « **Ambition 2030 +** » prévoit même 1090kT de H₂ vert dont 30% pour la mobilité avec 10 000 poids lourds [29] (voir graphe annexe). Même si les besoins futurs de l'hydrogène et sa place dans le système énergétiques font l'objet d'après débats, un soutien et financement public seront dans tous les cas nécessaires.

Soutien public au développement de l'hydrogène décarboné

Incitations politiques passées et maturité des usages

De manière générale, on pourrait répartir les usages actuels et futurs selon en fonction de leur maturité et des incitations politiques (voir annexe). Par exemple, la maturité de l'usage de l'hydrogène dans les procédés de **raffinage des bruts en produits pétroliers**, carburants et biocarburants s'explique, en Europe notamment, par l'incitation de la Commission Européenne à travers la **taxe TIRUERT** (taxe incitative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports).[30] Pour la mobilité lourde, cet usage est assez nouveau et ne possédait pas d'incitation politique directe il y quelques années. Cette situation a changé avec les plans de relance à différentes mailles : européenne, nationale et locale, que nous allons désormais expliquer.

⁵ En prenant un facteur de charge ambitieux de 20% et une production par électrolyse de environ 50kWh/kg

⁶ Consommation d'entre 5 et 9tH₂/An pour un poids lourd de 19 à 44t.

A l'échelle européenne

La **stratégie hydrogène de l'UE**[31] en matière d'hydrogène publiée en 2020 vise à installer une capacité d'électrolyse d'au moins 40 GW en 2030 (6 GW d'ici 2024). **REPower EU**⁷ (mai 2022) renforce les ambitions, en visant 10 Mt d'hydrogène renouvelable domestique et + Ces objectifs de production domestique impliquent un besoin additionnel en électricité de 500 TWh d'ici 2030 et l'installation d'environ 120 GW d'électrolyse en Europe d'ici à 2030. L'accent est donc mis sur le développement de la production d'hydrogène renouvelable dans l'UE avec pour principaux objectifs à l'horizon 2030 : l'augmentation de la capacité des électrolyseurs, la décarbonisation de l'utilisation actuelle de l'hydrogène dans l'industrie, la promotion de l'hydrogène dans de nouveaux cas d'utilisation et la mise en place d'une infrastructure de distribution, y compris des dispositifs de stockage.

Pour parvenir à ces objectifs, des projets européens sont mis en place. Par exemple, le premier **Projet Important d'intérêt Européen Commun (PIIEC)** sur l'hydrogène, **Hy2Tech**, approuvé par la commission européenne en juillet 2022 couvre une large partie de la chaîne de valeur de l'hydrogène et en particulier les utilisations avec le secteur de la mobilité. **Hy2Use**, le second projet PIIEC (approuvé en septembre 2022) se focalise plus sur des projets de déploiement d'infrastructures portant notamment sur les électrolyseurs. Ces deux PIIEC bénéficient de 10,6 milliards d'aide publique d'une quinzaine d'états membres dont la France (qui finance 1,5 milliards d'euros) et 15,8 milliards d'investissements privés (respectivement 8,8 milliards et 7 milliards). Ces PPIEC concernent des dizaines de projets (41 pour Hy2Tech et 35 pour Hy2Use) de plusieurs dizaines d'entreprises des états membres. [32]

A l'échelle française

En France, le soutien à la production est réservé à l'hydrogène renouvelable et à l'hydrogène bas-carbone, en accord avec **l'objectif d'atteinte de 20 à 40% d'hydrogène renouvelable et bas-carbone sur la consommation totale d'hydrogène** (industrie, énergie et mobilité) à horizon 2030 (code de l'énergie). Pour faire face à ses objectifs ambitieux de devenir leader de l'hydrogène décarboné, l'état a décidé de mobiliser 9 milliards d'euros entre 2020 et 2030 (sur les 54 milliards alloués à France 2030 pour préparer les transitions à venir)

⁷ Dans REPowerEU, la révision de la directive sur les énergies renouvelables de l'UE propose en effet une part de 45 % d'énergies renouvelables dans l'utilisation de l'énergie en Europe d'ici 2030, soit des capacités de production d'énergies renouvelables à 1 236 GW, contre 1 067 GW envisagées dans le cadre de Fit for 55

en investissant sur l'ensemble de la chaîne de valeur et en se concentrant spécifiquement sur l'électrolyse et les équipements à hydrogène pour la mobilité lourde et professionnelle.[33] Comme le stipule la PPE 2019-2028 la mise en circulation de 800 à 2000 véhicules lourds avec 400 à 1000 stations est prévue d'ici 2028.

Plusieurs **dispositifs de soutien financier à l'hydrogène** sont présents en France. Ces dispositifs varient selon le TRL des projets et visent donc à promouvoir plutôt l'innovation ou le déploiement. Par exemple, le Programme et Équipement prioritaire de recherche (PEPR) hydrogène décarboné soutient des activités de R&D amont (TRL entre 1 et 4) avec 80 millions euros de financement et un de ses axes concerne l'intégration des PEM dans des systèmes pour application au transport lourd [34]. Dans un autre registre, le dispositif « Ecosystèmes territoriaux de l'hydrogène » lancé par l'ADEME [35] et doté de 275 millions d'euros pour la période 2021-2023 (dont 75 millions de France Relance) porte sur les projets de mobilité au stade de déploiement (TRL 9). Il subventionne 35 à 55% des CAPEX sur les surcoûts de production, des stations mobilité et des véhicules.

Conclusion

Nous venons d'explorer les possibilités intéressantes de l'hydrogène pour la décarbonation des poids lourds. Les modalités de cette implémentation restent encore à définir. Une **liquéfaction** de l'hydrogène améliorerait sa densité mais dégraderait son rendement énergétique ; le **mode de transport** dépend des contraintes géopolitiques, réglementaires et géographiques ; et ses coûts ne justifient de **centraliser la production** que dans une certaine mesure. Ces modalités ont été évaluées techniquement, économiquement et environnementalement. Nous les avons intégrées dans le contexte à venir de la transition des poids lourds.

Si l'UE, par ses décisions récentes, a largement démontré son soutien à la filière du véhicule électrique particulier, les technologies de batterie embarquées se généralisent plutôt mal aux véhicules de plus grandes dimensions, en particulier lorsque leur usage actuel rend nécessaire des capacités de stockage élevées et des temps de recharge limités. L'intérêt de l'hydrogène dans le transport lourd long courrier serait de pouvoir s'approcher de l'utilisation actuelle des camions long courrier, avec la consommation énergétique intense et les investissements importants que cela implique. Certes, la supériorité technique du camion à

hydrogène sur le camion à batterie est manifeste selon les modèles logistiques basés sur des camions à carburant fossile. Néanmoins, **une remise à plat de ces modèles logistiques** s'impose également : A-t-on vraiment besoin de traverser l'Europe d'une traite avec un seul plein de 5 minutes pour livrer des vêtements ? Dans le cas des denrées périssables, le modèle du camion longue distance sera-t-il encore d'actualité en 2050, ou ferons-nous l'effort d'une consommation plus locale

Bibliographie

- [1] Site Hydrogène France, [Chiffres clés - Vig'Hy \(france-hydrogene.org\)](https://france-hydrogene.org)
- [2] IAE, « The Future of hydrogen », Juin 2019
- [3] IAE, « Transport, Energy and CO2 », octobre 2009
- [4] ADEME, datAgir, « L'impact carbone de notre mobilité », mars 2020
- [5] Haut conseil pour le climat, « Agir en cohérence avec les ambitions, version grand public », juin 2019
- [6] Statistica Research Department, « Distance annuelle parcourue par les véhicules lourds en France », octobre 2022
- [7] REBILLON H., TRM 24, « Daf présente sa solution hydrogène unique », novembre 2021
- [8] ALLEAU T., France Hydrogène, « Moteurs thermiques à hydrogène », juin 2021
- [9] NUGROHO R., ROSE P., GNANN T., WEI M., « Cost of a potential hydrogen-refueling network for heavy-duty vehicles with long-haul application in Germany 2050 », International Journal of Hydrogen Energy, 2021, Volume 46, Issue 71, Pages 35459-35478,
- [10] REUSS M.; DIMOS P.; LEON A.; GRUBE T.; ROBINIUS, M.; STOLTEN, D. « Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050 » Energies, 2021, 14, 3166.
- [11] MAYERT T, SEMMEL M., BAUER A., « Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with trucked-in gaseous or liquid hydrogen », International Journal of Hydrogen Energy, 2019, Volume 44, Issue 47, Pages 25809-25833

- [12] Webfleet, « Connaissez-vous la consommation carburant d'un poids lourd ? », février 2020
- [13] BASMA H, ZHOU Y, RODRIGUEZ F, ICCT, « FUEL-CELL HYDROGEN LONG-HAUL TRUCKS IN EUROPE: A TOTAL COST OF OWNERSHIP ANALYSIS », septembre 2022
- [14] ZHOU Y, SEARLE S, ICCT, « COST OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCED ONSITE AT HYDROGEN REFUELING STATIONS IN EUROPE », février 2022
- [15] PONCIN J.L « HyBlend : quels usages des gazoducs américains pour le transport d'hydrogène ? », H2Mobile, janvier 2022
- [16] FABREGAT S., « Hydrogène vert : les règles sont mises en place », ActuEnvironnement, février 2021
- [17] SIMONS S.; AZIMOV U. « Comparative Life Cycle Assessment of Propulsion Systems for Heavy-Duty Transport Applications », Energies, 2021, 14, 3079.
- [18] Minéral info, « Platénoïdes : le BRGM publie un nouveau panorama sur les métaux du groupe platine », février 2014
- [19] LEE D., ELGOWAINY A, KOTZ A, « Life-cycle implications of hydrogen fuel cell electric vehicle technology for medium- and heavy-duty trucks », Journal of Power Sources, 2018, Volume 393, Pages 217-229,
- [20] MOULY B, « Les poids lourds accélèrent dans l'hydrogène », Les Echos, mai 2022
- [21] MEYER E., « Des biocarburants : oui, mais pas n'importe comment », Carbone4, juin 2019
- [22] CHAAR Z, Rouault B, SHULLER A, « HYDROGÈNE BAS-CARBONE : QUELS USAGES PERTINENTS À MOYEN TERME DANS UN MONDE DÉCARBONÉ ? », Carbone 4, octobre 2022
- [23] FORREST K, KINNON M, TARROJA B, SAMUELSEN S, « Estimating the technical feasibility of fuel cell and battery electric vehicles for the medium and heavy duty sectors in California », Applied Energy, 2020, Volume 276, 115439,
- [24] RIBBERINK H, YANG L, « Electrification opportunities in the medium- and heavy-duty vehicle segment in Canada », World Electric Vehicle journal, 2021
- [25] IAE, « Global Hydrogen demand by sector in the Net Zero Scenario, 2020-2030

», octobre 2022, URL: [Global hydrogen demand by sector in the Net Zero Scenario, 2020-2030 - Charts - Data & Statistics - IEA](#)

[26] ADEME, « RENDEMENT DE LA CHAÎNE HYDROGÈNE CAS DU « POWER-TO-H2-TO-POWER », janvier 2020

[27] Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, octobre 2020, URL : [Le parc de poids lourds en circulation est stable au 1er janvier 2020 | Données et études statistiques \(developpement- durable.gouv.fr\)](#)

[28] Site Hydrogène France, [Chiffres clés - Vig'Hy \(france-hydrogene.org\)](#)

[29] Cabinet Hinico pour France Hydrogène, « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène », septembre 2021, URL : [France_20Hydrog_C3_A8ne_trajec toire_20grande_20ambition_20H2_final_web.pdf \(france- hydrogene.org\)](#)

[30] Sénat, Projet de loi de finance pour 2022 numéro I-746, « Article additionnel après article 8 Quater », novembre 2021

[31] ALVIK S., OZGUN O., DNV, « HYDROGEN FORECAST TO 2050 Energy Transition Outlook 2022 », juin 2022

[32] European Commission, « State Aid », juillet 2022, URL : [State Aid \(europa.eu\)](#)

[33] BORNE E., Gouvernement, « Discours de la Première Ministre E. Borne : présentation de la stratégie hydrogène », 28 septembre 2022

[34] ANR (Agence Nationale de la Recherche), « PEPR Hydrogène Décarboné – Appels à projets -2021 », novembre 2021

[35] ADEME « [France Relance] Appel à projets Ecosystèmes territoriaux Hydrogène », avril 2021

ANNEXES

Les utilisations de l'hydrogène

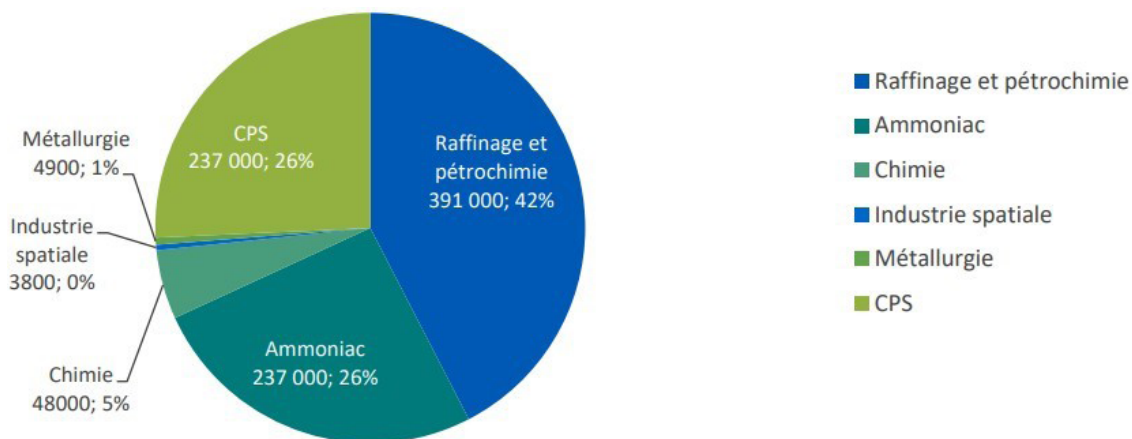


Figure 7: consommation d'hydrogène par secteur en France en 2022 (tonnes). CPS : coproduits potentiellement substituables

Les moyens de production de l'hydrogène

Electrolyse

Le tableau ci-après présente certains indicateurs de performance en 2020 et les projections de l'IRENA sur leur évolution en 2050.

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Cell pressure [bara]	< 30	< 70	< 35	< 10	> 70	> 70	> 70	> 20
Efficiency (system) [kWh/KgH ₂]	50-78	50-83	57-69	45-55	< 45	< 45	< 45	< 40
Lifetime [thousand hours]	60	50-80	> 5	< 20	100	100-120	100	80
Capital costs estimate for large stacks (stack-only, > 1 MW) [USD/kW _{el}]	270	400	-	> 2 000	< 100	< 100	< 100	< 200
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW _{el}]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

Figure 8 : Indicateurs comparant les électrolyseurs en 2020 et 2050, source IAEA

Infrastructures liées au développement des HFCT

Boil-off : lorsque le réservoir d'hydrogène liquéfié se réchauffe, des bulles de gaz apparaissent, augmentant au fur et à mesure la pression dans le réservoir : Cela impose de relâcher du gaz pour éviter les dangers liés à la surpression.

Comparaison avec technologies concurrente :

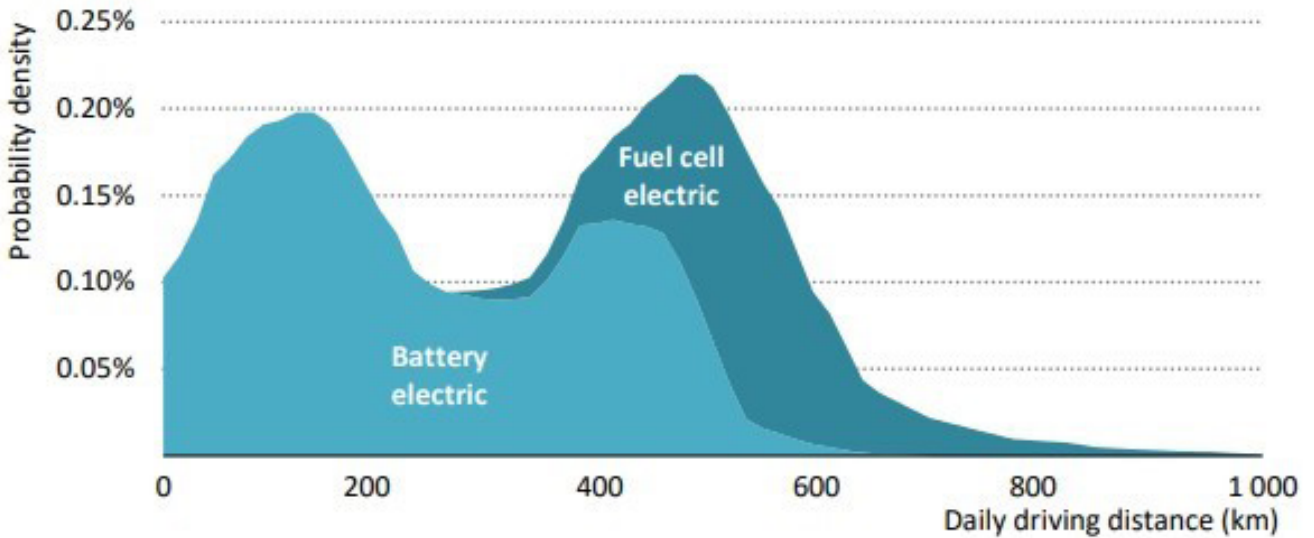


Figure 9 : Distribution des poids lourds en fonction de la distance quotidienne en 2050, IAE 2019

Ambitions et soutiens publics:

Ambitions hydrogène :

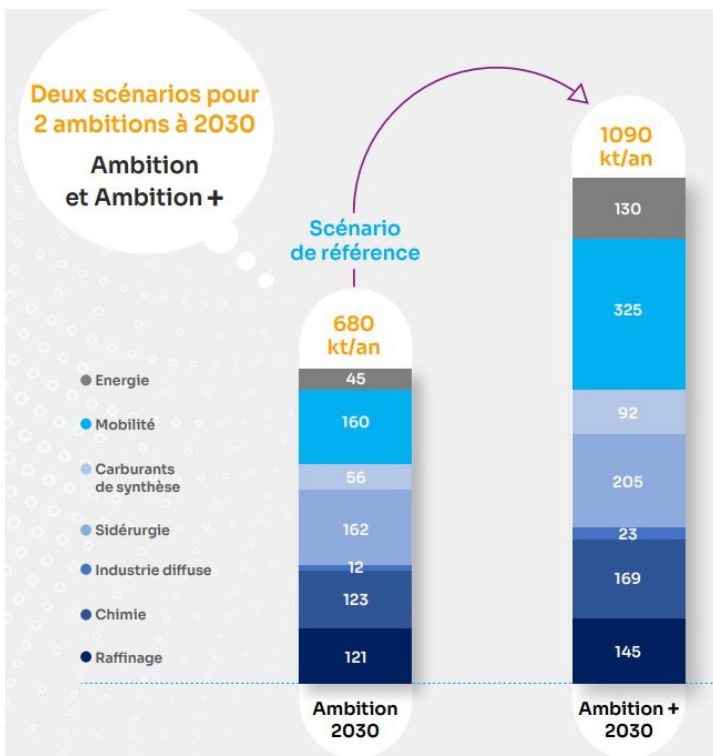


Figure 10 : Ambition et Ambition +, France Hydrogène

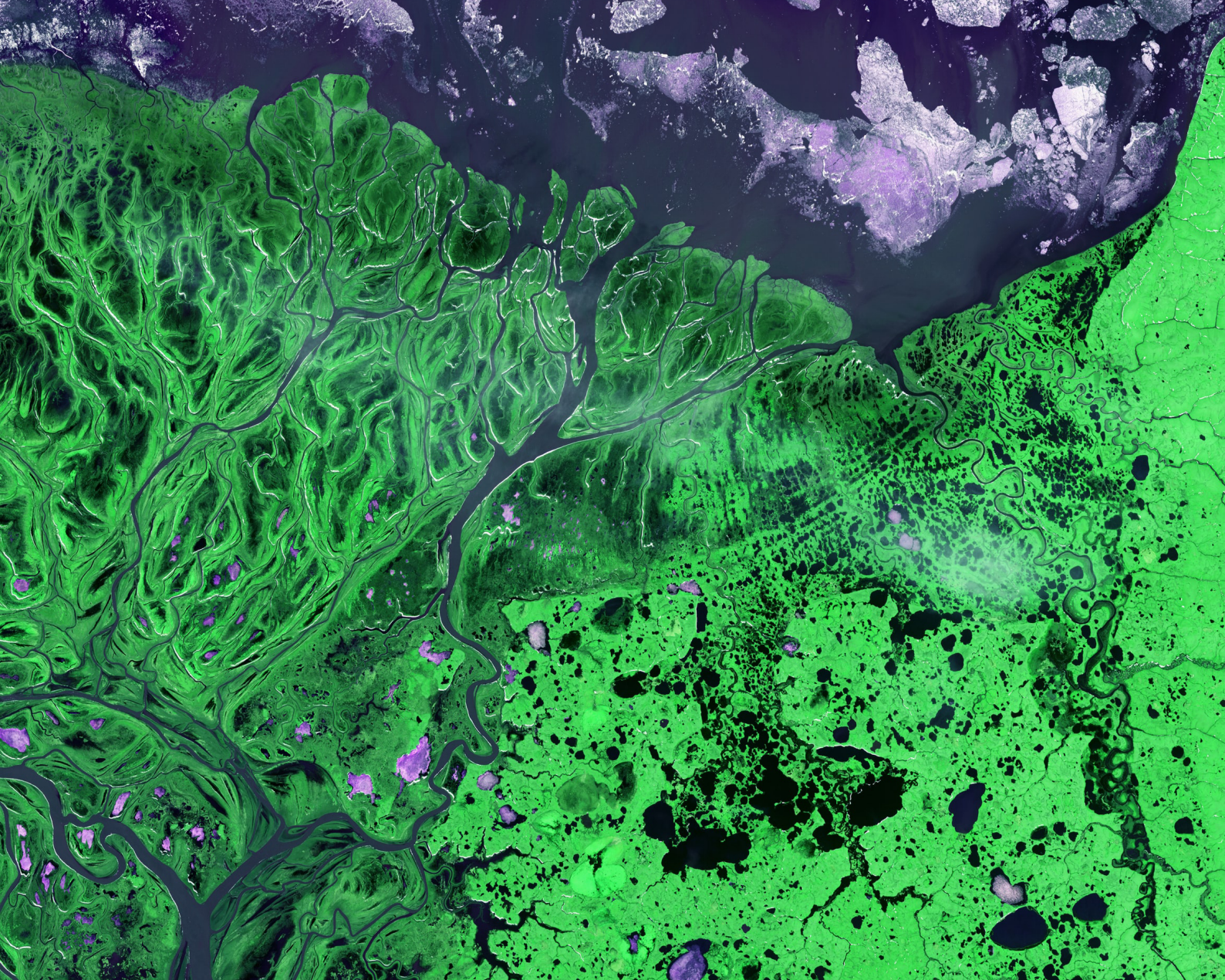
Incitation politiques actuelles pour différents usages de l'hydrogène

M A T U R I T É	Incitation politique directe			Raffineries de bruts pétroliers
	Incitation politique indirecte		Mobilité lourde (camion, bus, ...)	
	Pas d'incitation politique	Réseau de gaz de ville Mobilité longue distance (ferroviaire, aérien, maritime)		Production d'engrais Production d'acier
		Développement LT	Existant, Développement CT	Existant
Maturité de l'usage				

Principaux dispositifs dédiés de soutien financier en France

TRL 1 - 4	Programmes de recherche	<ul style="list-style-type: none"> • PEPR Hydrogène décarboné 80 M€ • Soutien à la formation initiale et continue 30 M€
TRL 5 - 7	Maturation, R&D, valo. de la recherche	<ul style="list-style-type: none"> • R&D Avion H2 (PIA + Crédits CORAC) 70 M€ • Prématuration et maturation
TRL 7 - 9	Démonstration	<ul style="list-style-type: none"> • AMI Soutien aux régions pour le développement du train 62 M€ • AAP Briques technologiques et démonstrateurs 350 M€ • IPCEI 2021 • Concours innovation 20 M€
	Déploiement & compétitivité	<ul style="list-style-type: none"> • AAP Ecosystèmes territoriaux H2 475 M€ • Dispositif de complément de rémunération 3,5 Md€ • IPCEI 2021 3,3 Md€

Figure 11 : Principaux dispositifs dédiés de soutien financier en France selon le TRL des projets



CONTACT

 the-transition-institute.minesparis.psl.eu

 tti.5@minesparis.psl.eu