

Mobilité Hydrogène

Table des matières

1	Synthèse et recommandations	3
2	Contexte et motivations.....	5
2.1	Contexte géopolitique	5
2.2	Besoins en énergies renouvelables	5
2.3	Organisation de la distribution et du stockage de l'hydrogène en Europe	7
3	Une technologie complémentaire à la batterie	12
4	Contexte réglementaire de l'hydrogène pour les transports routiers	16
4.1	Réglementation Européenne : Fit-for-55 et Hydrogène bas carbone.....	16
4.2	Réglementations véhicules :.....	20
	Prescriptions de sécurité : adoption d'une nouvelle réglementation pour l'homologation des véhicules fonctionnant à l'hydrogène et de leurs composants	20
	Réglementation relative aux « masses et dimensions » favorisant l'utilisation des véhicules à carburant de substitution ou à zéro émission	20
	Prescriptions pour la protection de l'environnement : réglementation émissions	21
	Prescriptions pour la protection de l'environnement : réglementation substances	23
	Prescriptions pour l'approvisionnement en matière critique : 'Critical Raw Material Act' regulation	23
	Réglementation française : leetrofit des véhicules à combustion interne	24
5	Impact environnemental de la filière hydrogène.....	25
5.1	Impact environnemental sur l'ensemble du cycle de vie (carbon footprint).....	25
5.2	Economie circulaire et recyclage	27
5.3	Matériaux critiques – Substances chimiques à risque.....	27
6	Enjeux marchés	29
6.1	Vision de l'évolution du Marché.....	29
6.2	Les vallées hydrogène : des « mini-écosystèmes de l'hydrogène ».....	31
7	Challenges à relever	32
7.1	Challenges techniques sur le véhicule pile à combustible.....	32
7.2	Moteur ICE-H2.....	33
7.3	Challenge économique : vers la grande série	33
7.4	Un hydrogène propre et compétitif	34
7.5	La TIRUERT levier pour un hydrogène compétitif à la pompe	35
7.6	Un tissu de fournisseurs sur le territoire couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur.....	38
7.7	Un accompagnement politique	39
8	Infrastructure hydrogène	41

8.1	Production / Stockage / Transport	41
	Production	41
	Stockage souterrain	41
	Transport de l'hydrogène	42
8.2	Station de remplissage hydrogène	43
	Description d'une station	44
	Déploiement de l'infrastructure de distribution.....	46
9	Annexe au chapitre 4 (Réglementations).....	48
	Réglementations sur la sécurité hydrogène des véhicules.....	48
	Règlementations relatives aux « masses et dimensions » favorisant l'utilisation des véhicules à carburant de substitution ou à zéro émission	50
	Emissions de CO2 des véhicules légers.....	50
	Emissions de CO2 des véhicules lourds	51
	Définition des véhicules zéro-émissions	51
	Critical Raw Material Act	52

1 Synthèse et recommandations

Face à l'enjeu climatique et la contribution de la mobilité, pour répondre aux exigences des réglementations européennes à l'horizon 2035, le développement des véhicules électriques reste, plus que jamais, une réponse pertinente et nécessaire.

La mobilité hydrogène, par sa complémentarité avec la mobilité électrique à batterie répond à des besoins du marché spécifiques, en termes de rayon d'action, de taux d'usage du véhicule intensif et au maintien de la charge utile. Le véhicule électrique à pile à combustible hydrogène, est une solution « zéro émission » du réservoir à la roue, comme le véhicule électrique à batterie.

Pour des usages très intensifs et ne nécessitant pas une solution strictement zéro émission, l'hydrogène décarboné pourrait être utilisé directement dans les moteurs thermiques de certains poids lourds.

Avec un rendement énergétique global inférieur à celui de la mobilité électrique à batterie, la mobilité hydrogène à l'avantage de répondre à la fois aux enjeux de protection de l'environnement (diminution des émissions de CO₂) ainsi qu'aux enjeux de développement des énergies renouvelables, de leurs besoins de stockage d'indépendance énergétique et d'une moindre dépendance aux matières premières.

La mobilité hydrogène est par ailleurs une opportunité pour l'industrie française dans un contexte de transition énergétique, par un renforcement du positionnement technologique d'acteurs français sur la scène européenne et internationale.

Les industriels français se sont dotés de sites industriels pour la production grande échelle des composants majeurs pour la mobilité hydrogène : des « gigafactories » pour la production de pile à combustible, la production de réservoir hydrogène, ainsi que la mise en place de lignes de production des véhicules. En 2030 le capacitaire en stack de pile à combustible dépassera 100.000 unités par an, un capacitaire de plus de 180.000 réservoirs par an, et un capacitaire véhicule de 60.000 véhicules par an.

Aujourd'hui la prévision 2030 est une flotte de 150.000 véhicules dont 9.000 camions permettant le déploiement de 400 stations de remplissage H₂. Avec de l'hydrogène renouvelable c'est plus de 10 millions de tonnes de CO₂ qui seront évités.

La PFA Filière Automobile et mobilités a identifié des actions de soutien nécessaires au déploiement de cette technologie de mobilité, ainsi que des points de vigilance importants.

Recommandations

1. Conforter un écosystème hydrogène cohérent, intégrant les usages mobilité de la technologie H₂ (poids lourds, véhicules utilitaire, taxis...).

L'écosystème hydrogène est large, et comprend la production, le stockage et la distribution accompagnant les applications pour l'industrie et l'habitat. La mobilité hydrogène est une opportunité pour confirmer la dynamique déjà enclenchée par les champions industriels français : constructeurs et équipementiers automobiles, équipementiers pour les infrastructures de distribution, et énergéticiens, dans cet écosystème. Son déploiement rapide sera lié aux stratégies énergétiques des Etats membres. Ainsi en France, le plan National Hydrogène comprend la production d'hydrogène bas carbone, le déploiement d'électrolyseurs forte puissance, le stockage et la distribution, pour la décarbonation de l'industrie et de la mobilité intensive.

2. Cibler en premier lieu le marché des véhicules à usages intensifs.

Un tel ciblage vers les véhicules routiers lourds (bus et camions), véhicules utilitaires et taxi permet d'optimiser le déploiement des premières infrastructures. Ce premier maillage pourra servir de base pour le déploiement par la suite d'une infrastructure adaptée pour répondre aux usages à fort rayon d'action.

3. Déployer une infrastructure de stations de remplissage hydrogène sur l'ensemble du territoire

Pour réussir la transition énergétique, notamment en matière de décarbonation des transports, il est impératif de disposer d'un maillage géographique de stations de remplissage hydrogène adapté aux usages. Seul un réseau de stations de remplissage hydrogène offrant un large maillage pourra accélérer et permettre une décarbonation rapide du transport en Europe, en permettant aux usagers et aux sociétés européennes de pouvoir adopter des solutions zéro-émission qui correspondent à leurs besoins.

Le règlement européen AFIR met en place une série de règles et d'objectifs de déploiement d'une infrastructure socle en 2030, intégrant la mobilité hydrogène pour l'ensemble des usages. Cet objectif AFIR doit être considéré

comme un minimum nécessaire, mais insuffisant au regard des volumes de véhicules prévu à l'horizon 2030 qui nécessite un minimum de 400 stations.

4. Déployer les solutions de transport de l'hydrogène sur l'ensemble du territoire

Afin de disposer d'un hydrogène compétitif à la station (comparable au prix du diesel) il est nécessaire de développer l'infrastructure de transport de l'hydrogène depuis les lieux de production avec un cout acceptable et un maillage complet du territoire en s'appuyant sur diverses solutions de transport compétitives. (hydrogénoducs, barges fluviales, ...)

5. Optimiser l'impact environnemental de la mobilité hydrogène.

L'impact environnemental de la mobilité hydrogène établi sur l'ensemble de son cycle de vie est comparé aux autres solutions de mobilité intensive et l'utilisation de l'électricité décarbonée permet aux solutions hydrogène d'être compétitives avec les solutions électriques à batterie sur les émissions de CO₂. Par ailleurs l'utilisation de métaux critiques est inférieure à ceux des batteries. Le recyclage du platine des pots catalytique permet d'ores et déjà d'éviter l'extraction de ce métal rare et sa réutilisation dans les systèmes pile à combustible.

6. Disposer d'un hydrogène « décarboné / renouvelable » compétitif

La filière de production d'hydrogène a établi la roadmap technologique et économique, et ses conditions de réussite, pour assurer la transition progressive entre hydrogène carboné vers un hydrogène décarboné.

L'enjeu étant de fournir aux clients de l'hydrogène décarboné, renouvelable à un prix permettant un TCO compétitif. Un objectif de prix à la pompe similaire au diesel (9-10€/kgH₂) est un prérequis pour le déploiement initial des ventes Européennes annuelles de Véhicules Utilitaires Légers, et de véhicules lourds ; la TIRUERT permettant d'atteindre un prix à la pompe plus compétitif rapidement.

7. S'appuyer sur une politique publique de soutien stable pour assurer le passage à la grande série.

Dans cette phase d'amorçage de la mobilité hydrogène un soutien public est nécessaire pour atteindre la compétitivité avant 2030.

Depuis 2022, les constructeurs français comme Renault à travers Hyvia et Stellantis commercialisent plusieurs modèles de véhicules utilitaires à hydrogène. Dans le même temps, engagés dans la transition écologique, les collectivités territoriales, et opérateurs de flottes font face à des coûts élevés pour l'acquisition de bus, camions, autocars, camionnettes, ou encore bennes à ordures ménagères fonctionnant à l'hydrogène, tant que les volumes se limitent à quelques centaines d'exemplaires produits. En cohérence avec les aides d'Etat, le soutien financier à ces véhicules doit permettre le dé plafonnement des aides publiques permettant d'absorber l'écart de cout avec le véhicule diesel dans la phase d'amorçage du marché.

Points de vigilance

- L'atteinte d'un prix de l'électricité décarbonée autour de 60€/MWh est une condition nécessaire pour pouvoir disposer d'un hydrogène compétitif par électrolyse. De plus la connexion des champs de production d'énergie renouvelables (solaire et éolien) directement à l'électrolyseur doit être facilitée.
- Les technologies de **CO2 Capture and Storage (CCS)**, constitue une étape intermédiaire entre la production d'hydrogène sur base de méthane et l'hydrogène issu de renouvelables.
- L'hydrogène naturel apparait comme une solution additionnelle et compétitive (horizon 10-15ans) pour disposer d'un hydrogène décarboné. La délivrance de permis d'exploration doit s'accélérer.
- Les fuites d'hydrogène sur l'ensemble de la chaîne de valeur sont également à prendre en considération au regard de leurs impacts environnementaux.
- Le projet de réglementation visant à interdire l'usage des PFAS restent un point de vigilance car essentiel dans la performance des PEM électrolyseurs et piles à combustible, des systèmes de stockage et de distribution.
- L'interopérabilité entre les véhicules et les stations et les systèmes de paiement doivent faire l'objet de l'attention des autorités (normes).

2 Contexte et motivations

2.1 Contexte géopolitique

Comparé au contexte 2021, **la guerre en Ukraine est le premier driver des évolutions**. L'indépendance énergétique devient une priorité pour la majorité des pays européens, en particulier ceux de l'Est et du Centre qui dépendaient fortement du gaz russe. L'Allemagne, la première économie d'Europe, voit la compétitivité de son industrie significativement fragilisée par l'augmentation du prix du méthane. Pour exemple, le plus grand site chimique mondial (Ludwigshafen BASF) consomme autant de gaz que la Suisse. Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en provenance des US et du Qatar est structurellement plus cher (liquéfaction, transport par méthanier, regazéification...) que le gaz qui arrivait directement par gazoducs de Russie. Les citoyens européens sont devenus extrêmement sensibles sur ce sujet et s'inquiètent de problèmes vitaux comme le chauffage de leur habitat en hiver. **Un accès fiable et compétitif à l'énergie devient une préoccupation majeure pour les états comme pour les citoyens.**

En conséquence, l'Europe a décidé d'un plan massif d'accélération sur les énergies renouvelables nommé **Repower EU** pour électrifier les usages (pompe à chaleur...) et de s'appuyer significativement sur le vecteur énergétique H2 pour remplacer progressivement le méthane. L'objectif de la stratégie européenne est donc devenu double, s'affranchir de la dépendance énergétique des autres puissances économiques et atteindre la neutralité carbone. **En 2030, le Plan Repower EU prévoit la production de 10 millions de tonnes d'H2 renouvelable par an en Europe et l'importation de 10 millions de tonnes d'H2 renouvelable¹.**

A CHANGING ENERGY INFRASTRUCTURE: MASSIVE EUROPEAN INVESTMENTS IN H2

TAKE AWAY

RePower EU 2030 ambitions : **20 Mt of green H2 available (10 Mt internal + 10 Mt import)**

EU REPOWER INVESTMENT PLAN FOR INTERNAL 10 MTONS H2

335-471 B€ (200-300b€ for renewable electricity production)

↳ Short term (2030) = 84-124 B€ :

- Electrolyse = 50-75 B€
- Pipelines = 28-38 B€
- Storage = 6-11 B€



Antvers



Electrolysers



Barcelona-Marseille
2Mt H2/Yr



Norway to Germany
4Mt H2/Yr

Hydrogenoducs

2.2 Besoins en énergies renouvelables

Cette décision est aussi poussée par les couts du MWh de l'électricité éolienne et photovoltaïque qui ont atteint une compétitivité face aux autres sources de production avant leur connexion au réseau de transport. Le dernier rapport de l'IEA World Energy Outlook 2023 (cf graphe ci-dessous, p301 du rapport) donne pour 2030 un net avantage au solaire et à l'éolien en couts LCOE (avant connexion au réseau). Il devient donc rentable de produire de l'H2 aux pieds des fermes d'électricité renouvelable et de le transporter par hydrogénéoducs sur les lieux de consommation. En effet dès que cette électricité est mise sur le réseau son cout- (VALCOE) augmente significativement pour gérer son intermittence (journalière et saisonnière).

¹ Investments in the sustainability transition: leveraging green industrial policy against emerging constraints — European Environment Agency (europa.eu)

Table B.4a ▶ Technology costs in selected regions in the Stated Policies Scenario

	Capital costs (USD/kW)			Capacity factor (%)			Fuel, CO ₂ , O&M (USD/MWh)			LCOE (USD/MWh)			VALCOE (USD/MWh)		
	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050
European Union															
Nuclear	6 600	5 100	4 500	70	75	80	35	35	35	160	130	110	160	130	110
Coal	2 000	2 000	2 000	30	n.a.	n.a.	125	150	160	205	n.a.	n.a.	190	n.a.	n.a.
Gas CCGT	1 000	1 000	1 000	20	10	n.a.	170	125	130	230	270	n.a.	205	190	n.a.
Solar PV	990	620	450	14	14	14	10	10	10	65	40	35	80	85	90
Wind onshore	1 750	1 670	1 610	29	30	30	20	15	15	60	55	55	65	65	60
Wind offshore	3 420	2 280	1 740	50	56	59	15	10	10	75	45	35	75	55	40

Notes: O&M = operation and maintenance; LCOE = levelised cost of electricity; VALCOE = value-adjusted LCOE; kW = kilowatt; MWh = megawatt-hour; CCGT = combined-cycle gas turbine; n.a. = not applicable. Cost components, LCOE and VALCOE figures are rounded. Lower values for VALCOE indicate improved competitiveness.

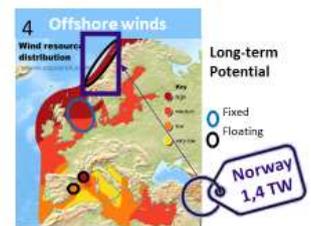
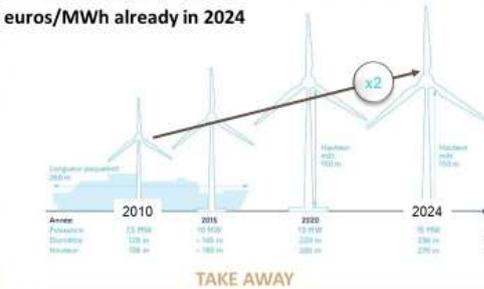
Sources: IEA analysis; IRENA (2023).

International Energy Agency | World Energy Outlook 2023

Si la performance économique du photovoltaïque est reconnue depuis une décennie pour produire de l'électricité dans les zones à fort ensoleillement d'Europe du Sud, celle de l'éolien a été en forte accélération sur la précédente décennie et son potentiel de progression reste important, en particulier dans l'offshore. **En Europe du Nord, de nouveaux champs éoliens offshore ont atteint la barre des 50 euros/MWh.** A iso quantité de matière critique utilisée (Cu, terres rares pour les aimants...), les éoliennes Offshore produisent environ 2 fois plus de MWh que les éoliennes on shore. Les progrès techniques sont significatifs sur l'éolien offshore dont les « réserves » (Mer du Nord en particulier) vont au-delà de la puissance installée existante en Europe (tout type de centrale confondu, charbon, méthane, nucléaire, renouvelable). L'éolien offshore progresse en continu sur la puissance des éoliennes qui atteignent maintenant 15 MW (400 kW pour les premières éoliennes offshore au Danemark en 1990) et la percée technologique des éoliennes flottantes est attendue en production pour 2030. **Les pays d'Europe ont des sites favorables tant pour l'éolien offshore (Danemark, Hollande, Norvège...), que des sites compétitifs mixtes PV+ Eolien (Espagne, Portugal) qui seront les futurs producteurs d'H2 pour les autres pays.** Les gouvernements de ces pays poussent fortement l'Europe pour investir rapidement dans les infrastructures H2.

A NEW PARADIGM FOR POWER GENERATION: GIANT OFFSHORE WIND TURBINES

green electricity @ LCOE 50 euros/MWh already in 2024

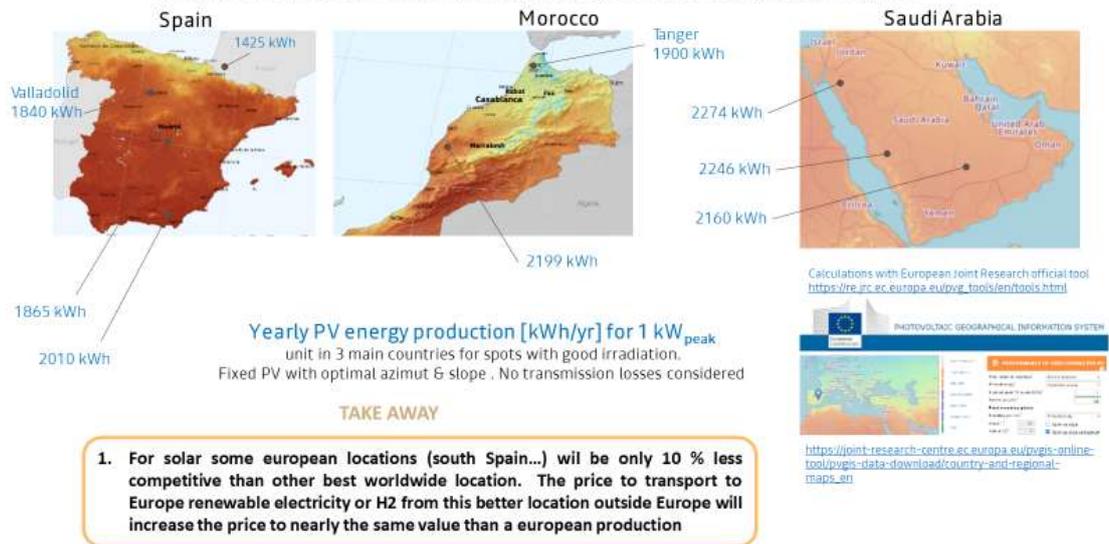


1. Europe is already very competitive on offshore fixed wind electricity price in the North see.
2. Breakthrough with floating wind turbine associated with huge undersea hydrogen production investment will improve Europe potential.
3. Offshore electrolysers would allow floating windfarms to be located further from sea shore, with a high loading factor
4. Giant Offshore potential > 4TW, to compare to 1 TW for global Europe all production means in 2022 (Gaz, Coal, Nuclear, Renewable)

Potential	Fixed	Floating
NL	211	0
BE	14	0
GR	203	0
UK	438	130
DK	270	60
SE	228	30
NW	60	1410
FR	109	454
IT	8	183
SP	12	207
PT	14	117
Total GW	1626	4167

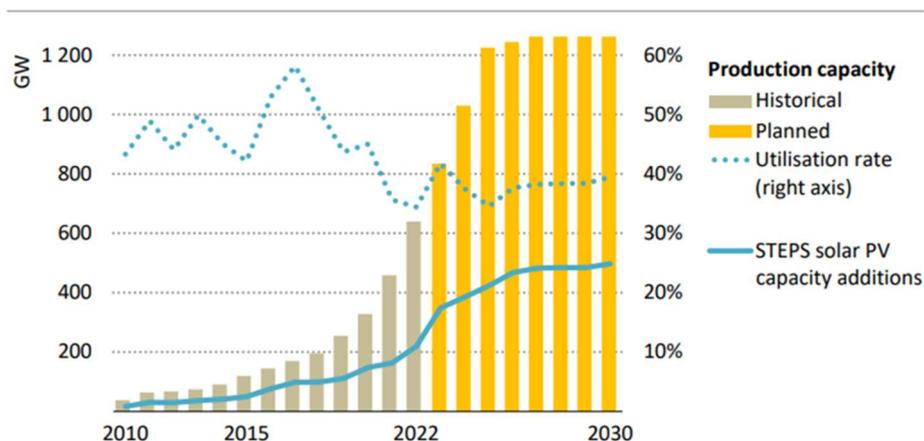
Sources: Aquaret+ENSPRESO

Typical relative Solar potential between Spain, Morocco, Saudi Arabia



Les capacités de production mondiales de panneaux photovoltaïques sont en fortes progressions. La capacité de production annuelle en 2022 des usines de panneaux solaires est de 600 GW. En prenant 80% de loading factor pour le nucléaire et 17 % (1500 heures) pour le PV, on obtient un rapport de 4,7 pour les kWh produits et donc un équivalent de capacité de production de 127 GW par an de centrales nucléaires, soit environ 100 réacteurs nucléaires par an en 2022. En 2025 les prévisions de l'IEA annoncent un doublement de ces capacités de production, soit l'équivalent de 200 réacteurs nucléaires par an.

Figure 1.10 ▶ Global solar module manufacturing and solar PV capacity additions in the STEPS, 2010-2030



IEA. CC BY 4.0.

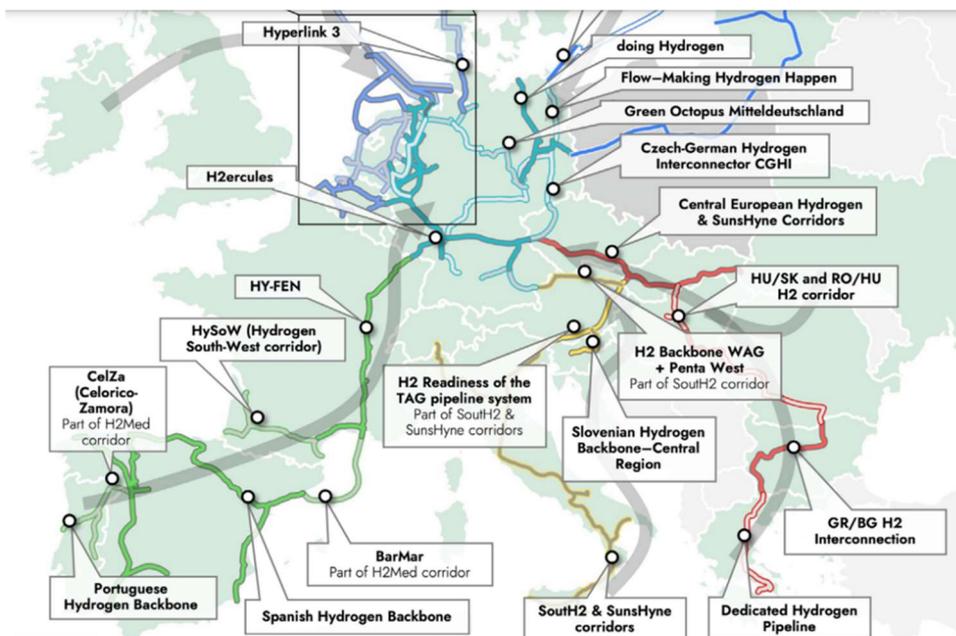
Planned expansion of solar manufacturing outpaces solar PV capacity additions to 2030; its low utilisation rate presents a huge opportunity to accelerate clean energy transitions

International Energy Agency | World Energy Outlook 2023

2.3 Organisation de la distribution et du stockage de l'hydrogène en Europe

En décembre 2022, un tournant s'est opéré avec l'annonce de plusieurs chefs d'états et de gouvernements de la construction d'un hydrogénéoduc sous-marin entre l'Espagne et la France de 2 millions de tonnes d'H₂ par an, soit

66TWh, dont la mise en route est prévue pour 2030. 66 TWh représente une quantité d'électricité supérieure à celle échangée par lignes à HT entre la France et l'ensemble de ces voisins. Cet Hydrogénoduc s'intégrera dans un réseau de transport paneuropéen de l'H2, l'hydrogen backbone (Cf carte ci-dessous). En dehors des états membres la Norvège se positionne comme une puissance exportatrice d'H2, un projet hydrogénoduc sous-marin de 4 millions de tonnes par an entre la Norvège et l'Allemagne a été annoncé début 2023. L'Italie et L'Algérie ont aussi leur projet d'hydrogénoduc de 4 millions de tonnes par an. La Commission pousse des investissements au Maroc qui a les sites mixtes (Eolien et PV) les plus favorables au monde (similaires au Chili et Moyen Orient), un projet de pipelines est en cours de discussion pour traverser le détroit de Gibraltar de seulement 15 km..



13 / EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

Une synergie entre les innovations dans les énergies renouvelables (éoliens flottants, production d'H2 en mer...) avec des investissements dans les infrastructures (hydrogénoduc) assurera la compétitivité de l'Europe sur l'H2. **Des éventuels pays avec des coûts de production légèrement inférieur ne devrait pas atteindre, avec les coûts de transport et/ou de transformation, une meilleure compétitivité que l'H2 produit et/ou transporter par hydrogénoduc en Europe. L'H2 est donc en mesure de participer à l'indépendance énergétique de l'Europe tout en assurant la compétitivité des secteurs économiques qui l'utiliseront (aciérie, chimie, mobilité...).**

L'interconnexion par un réseau d'hydrogénoducs est vitale pour profiter du foisonnement de la production sur l'ensemble de l'Europe de ces énergies intermittentes. L'évolution de ce réseau sera clef pour anticiper le développement de l'H2. **Le coût de production de l'H2 renouvelable diminue et les hydrogénoducs permettront à partir de 2030 de « remonter » de l'H2 d'Espagne, du Portugal, à une date encore non déterminée du Maroc et d'Afrique du nord et de descendre de l'H2 des pays autour de la mer du Nord, à environ 3 euros par kilo (source, Karlsruhe Institute, Janv 2023, Import options for chemical energy carriers from renewables sources to Germany).**

RESEARCH ARTICLE

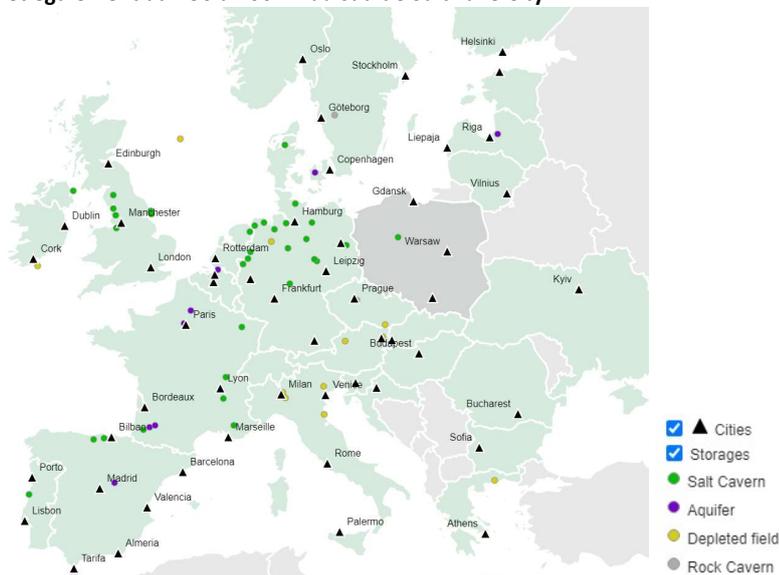
Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany

Johannes Hamppe^{1*}, Michael Düren², Tom Brown^{2,3}

1 Center for International Development and Environmental Research, Justus Liebig University Gießen, Hesse, Germany, 2 Department of Digital Transformation in Energy Systems, Technische Universität Berlin, Berlin, Germany, 3 Institute for Automation and Applied Informatics, Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe, Baden-Württemberg, Germany

Les hydrogénoducs terrestres augmentent le coût d'un kilo d'H2 de seulement 10-20 centimes tous les mille kilomètres, avec une estimation moyenne à 0,15centimes/kg. Le coût du transport par hydrogénoducs sous-marin est estimé entre 0,17 et 0,32centimes/kg (rapport Hydrogène backbone p16 <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>).

Les sites de stockage (cavernes salines) sont en cours de développement avec notamment de nombreux projets en Europe (HyPSTER² en France 4*6700 tonnes d’H₂, SaltHy en Allemagne avec initialement 5000 tonnes d’H₂, HYPOS³ en Allemagne par exemple) et également aux US à 200km au sud de Salt Lake City.



Cavités salines en Europe - The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative

Les autorités publiques souhaitent orienter le démarrage de la consommation d’H₂ par l’industrie et le transport lourd. Les raffineries et la chimie devraient être les premiers secteurs industriels à utiliser l’H₂ renouvelable. De nouvelles infrastructures pour fabriquer de l’acier décarboné en DRI (Direct Reduction Iron) avec de l’H₂ sont prévues avant la fin de la décennie (Suède, France...).

Pour le transport, le sujet du timing et de la forme d’utilisation de l’H₂ varie fortement entre les types de transport. Pour l’aéronautique, des avions à H₂ liquide sont envisagés pour des moyens courriers, mais ne consommeront pas d’H₂ de manière significative avant la fin de la prochaine décennie. Les SAF E-kérosène, dont l’H₂ est une base pour les produire, pourraient être utilisés par les avions existants, mais se pose la question du timing et du coût de mise en œuvre des technologies de captage du CO₂ dans l’air, DAC (Direct Air Capture), qui est (avec les BECC, Biomass Energy with Carbon Capture) la seule source de carbone pérenne en Europe. **Le DAC ne fait pas l’objet d’un consensus sur les coûts qui seront atteignables pour capter une tonne de CO₂**, ils varient selon les acteurs de 150 à 450 euros/tonnes de CO₂ en 2030. L’incertitude sur le coût du DAC entraîne un flou sur les équilibres économiques des e-fuels liquides et leur consommation sera avant tout destinée à l’aéronautique.

L’utilisation indirecte de l’H₂ sous forme de e-NH₃ et/ou e-méthanol (en fonction du coût du DAC) paraît partagée par les acteurs du secteur maritime. Ces carburants du maritime pourraient être produits de manière compétitive par rapport à une production européenne dans les pays avec les sites ENR les plus optimisés (MO, Chili...) et transporter par bateau sous forme liquide avec des technologies déjà éprouvées économiquement sur l’ensemble de la planète.

Pour le transport routier, les plus gros consommateurs d’H₂ attendus pour 2030 sont les transports lourds (38 tonnes longues distances, car, bus...). La forme du stockage embarqué H₂ gazeux ou H₂ liquide fait encore débat entre certains acteurs. L’utilisation de la FC ou de l’ICE est aussi au cœur des discussions. L’ICE H₂ aurait un avantage sur le coût d’achat du véhicule, mais devrait supporter un coût d’usage supérieur au FCEV.

Pour les véhicules commerciaux de moins de 3,5 tonnes, le véhicule électrique à batterie conserve les faveurs de la majorité des acteurs pour la livraison locale/régionale. Pour les vans à usage intensif et/ou longues distances l’hydrogène est une solution adaptée

Pour le véhicule particulier les choix technologiques restent ouverts pour les segments supérieurs et dépendront fortement du déploiement des infrastructures de distribution de l’H₂. Comme pour les véhicules commerciaux, l’H₂ est adapté pour des usages intensifs (les taxis par exemple) ou des gros véhicules (flotte de BMW ix5 Hydrogen lancée en 2023).

² Hydrogen Pilot Storage for large Ecosystem Replication

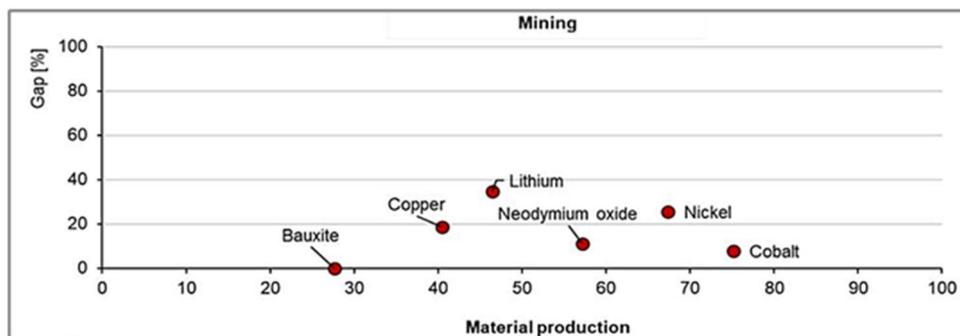
³ Hydrogen Power Storage and Solutions East Germany

Que ce soit pour les véhicules commerciaux ou pour les véhicules particuliers un prix à la pompe de l'H2 compétitif avec le diesel ou le prix du kWh des superchargeurs sera un driver majeur.

Nous évoquions déjà la problématique de l'accès aux matières critiques des batteries dans notre précédent position paper, l'augmentation des coûts matières et la disponibilité des matériaux de batteries est maintenant devenu une réalité.

La prise de conscience générale de notre dépendance à un petit nombre de pays pour certaines matières, les tensions entre les US et la Chine à propos de Taiwan, sont probablement le deuxième driver des changements possibles sur les orientations stratégiques. La pression sur les matières premières est susceptible de remettre en cause la trajectoire sur le coût des batteries. Les nouvelles gigafactories de batteries installées sur le sol européens ne sont pas un gage d'indépendance, car les matériaux nécessaires sont toujours en dehors d'un contrôle européen. Au contraire, les investissements dans les gigafactories vont rendre l'Europe encore plus dépendants du/des pays qui contrôlent ces matériaux. Cependant les travaux de sécurisation des matériaux de batteries (investissement dans les mines...) et les réorientations vers des chimies autres que NMC (LFP, Na-ion) permettront de mieux réguler l'offre et la demande. **En 2030, le Li paraît être le matériau le plus critique pour une stratégie « tout » batterie pour les véhicules, d'après l'IEA, la demande devrait être multipliée par 7 et le Gap entre l'offre et la demande serait de 35 %. Des réglementations au niveau Européen comme le Critical Material Act créeront des besoins supplémentaires sur l'approvisionnement et le recyclage des matières.**

IEA forecast – Energy Technology Perspectives 2023



Un projet de réglementation européenne est en cours d'élaboration pour interdire l'utilisation des composés chimiques de la famille des PFAS. Les batteries comme les stacks des piles à combustible contiennent des quantités significatives de ces substances considérées dangereuses pour l'environnement et la santé par les instances européennes. Cette réglementation pourrait avoir aussi un impact sur les équilibres entre batterie et pile à combustible en fonction des possibles exemptions (PVDF, PTFE...) et de l'impact sur les performances/coûts/recyclage que pourrait entraîner cette réglementation.

Tout récemment, l'hydrogène blanc fait l'actualité avec la découverte de gisement dans différentes régions du globe, même en Lorraine. A l'heure actuelle les travaux sont à l'état d'investigation et d'exploration et l'extraction de masse est envisagée à un horizon de 10 ans.

En synthèse et à la lecture de ces différents éléments force est de constater que le contexte et les mentalités ont profondément évolué sur l'H2 par rapport à notre précédent position paper de 2022. Deux éléments principaux sont à l'origine de ces changements : 1. La guerre en Ukraine et ses conséquences sur l'approvisionnement en méthane de

l'Europe, 2. Les possibles tensions sur les matières des cellules de batterie avec la prévision d'un écart entre l'offre et la demande sur certains matériaux et ses possibles conséquences sur le prix et la disponibilité des cellules⁴.

Les développements géopolitiques récents ont mis en exergue la dépendance de l'Europe à l'énergie et aux matières. L'initiative Repower EU, les innovations et le déploiement massif de l'électricité renouvelable et les investissements dans les infrastructures (hydrogénéoducs...) modifient les équilibres entre efficacité énergétique (favorable aux véhicules à batterie) et l'indépendance de l'Europe (favorable aux véhicules à H2) pour atteindre la neutralité carbone en réexaminant le modèle initial qui privilégiait les véhicules 100% batterie. Les investissements massifs de l'Europe dans les infrastructures H2 assureront une production européenne et surtout une distribution à un coût compétitif, ils modifient les équilibres économiques entre les véhicules à H2 et à batterie.

En dehors de l'Europe, il faut noter que certaines zones géographiques à très fort potentiel d'électricité renouvelable et ne disposant pas de matériaux de batterie pourraient avoir des orientations différentes de l'Europe (Moyen Orient, Afrique du Nord, Inde, Brésil...) quand elles décideront leur stratégie de décarbonation pour la mobilité. Pour exemple, le dernier champ photovoltaïque opérationnel à Abu Dhabi⁵ annonce un coût de l'électricité à moins de 15 euros/MWh, le champ fait 2GW pour 4 millions de panneaux solaires installés.

Dans les chapitres suivants nous traiterons plus en détail les évolutions techniques sur les véhicules utilisant de l'H2 dans leur système de propulsion.

⁴ Pour ce deuxième point citons la récente déclaration de Annemle Turtelboom, chef de l'Audit conduit sur ce sujet par la European Court of Audit : « The EU must not end up in the same dependent position with batteries as it did with natural gas ; its economic sovereignty is at stake », « by planning to end the sale of new petrol and diesel cars by 2035, the EU is betting heavily on batteries. But it might have the weaker hand in terms of access to raw materials, attractiveness to investors and costs”.

⁵ Masdar | Deputy Ruler of Abu Dhabi Inaugurates World's Largest Single-Site Solar Power Plant Ahead of COP28

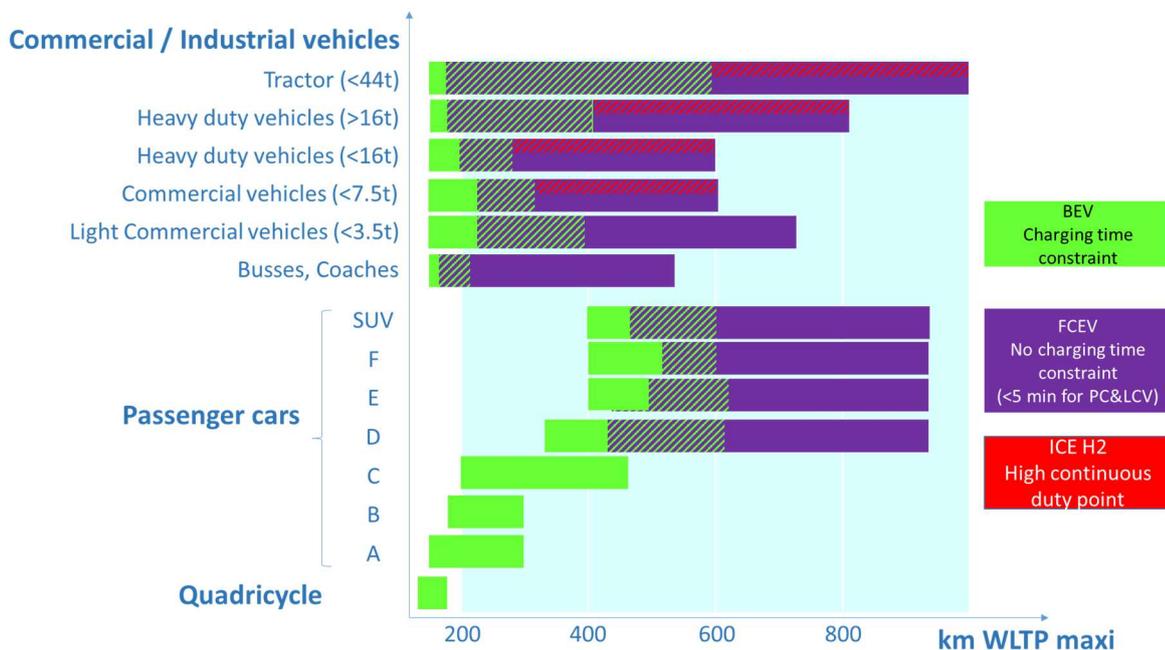
3 Une technologie complémentaire à la batterie

La mobilité hydrogène peut-être adressée soit par un véhicule hydrogène à pile à combustible (FCEV), soit par un véhicule à combustion interne d'hydrogène (ICE H2).

Le FCEV est un véhicule électrique, doté d'une génération autonome d'électricité par Pile à Combustible. Il en reprend de nombreux attributs : aucune émission de CO2, de particules ou de polluants du réservoir à la roue, silence et agrément de fonctionnement. Son intérêt est de permettre un temps de recharge proche de celui d'un véhicule à carburant traditionnel (sous réserve d'existence d'un réseau de stations suffisant). Pour des besoins d'énergies embarquées supérieures à 100kWh, il offre un avantage masse significatif, avec une forte valeur client sur les véhicules utilitaires.

Le FCEV offre la possibilité de décorrélérer en partie la production et l'usage en fonction des critères économiques et/ou environnementaux locaux. Cette technologie est complémentaire de la technologie de véhicule électrique à batterie (BEV).

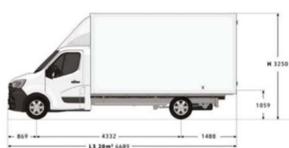
Complémentarité des FCEV et BEV selon les segments en fonction de l'autonomie recherchée



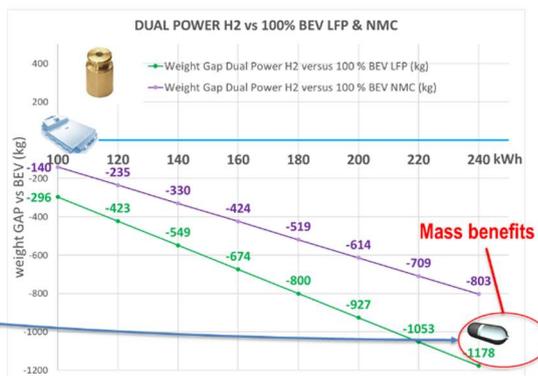
WLTP @ 23°C, @ -7°C l'autonomie d'un BEV chute d'environ 30%

Si l'on prend l'exemple d'un véhicule utilitaire léger de moins de 3.5T, devant réaliser 2h de trajet autoroutier le besoin en énergie est de l'ordre de 240kWh ce qui se traduit par une sur-masse pour la version électrique à batterie de 800 à 1200kg selon la technologie de batterie considérée par rapport à la version hydrogène.

Exemple : master ice (LCV version <3,5T)
Payload = 1 ton – 1,5 tons



~2h highway requires ~240kWh



Mass benefits

Pour une description plus fine des usages par segment (PL ou VL), l'étude WAPO2023 donne des éléments complémentaires à ce schéma haut niveau.

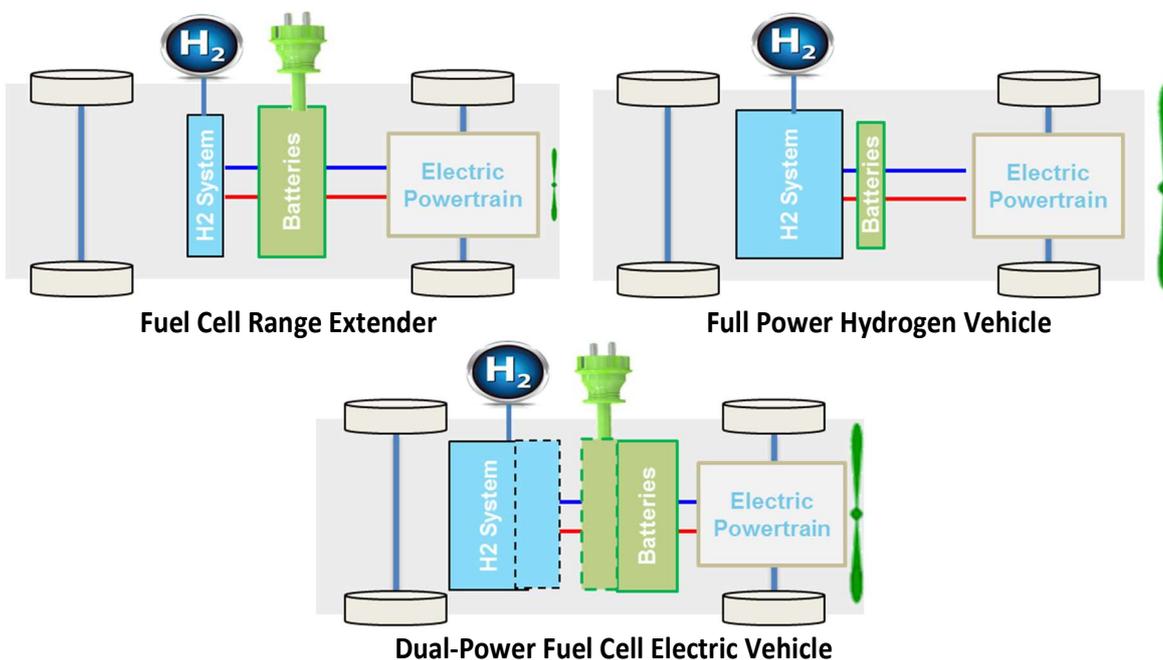
Plusieurs périmètres d'usages peuvent être adressés, moyennant des variations de l'architecture et des dimensionnements du système pile à combustible :

Full power (FFCEV) : permet un usage polyvalent, alimenté exclusivement par un réseau de distribution d'H2

Range extender (FCREEV) : alimenté aussi bien en hydrogène qu'en électricité, permet un usage urbain et périurbain intensif, pour des flottes de type VU (par exemple activité de messageries ou taxi)

Dual-power : permet un usage polyvalent, alimenté à la fois par un réseau de distribution d'H2 et rechargeable sur le réseau électrique⁶, avec un dimensionnement du système fuel cell intermédiaire entre le « range extender » et le « full power ».

Les différentes typologies de FCEV (pour véhicules légers particuliers et utilitaires)



Exemples de dimensionnement pour les véhicules FCEV.

Van	Energie batterie (kWh)	Puissance pile (kW)	H2 embarqué (kg)	HSS	Ex véhicule
	10 33	45 30	5 6	3 tanks 700 bar 4 tanks 700 bar	VAN 1 : Expert / Jumpy / Vivaro VAN 2 : Master
Bus	Energie batterie (kWh)	Puissance pile (kW)	H2 embarqué (kg)	HSS	Ex véhicule
	132	30	30	4 tanks 350 bars	SAFRA Businova (Versailles, Artois Gohelle, Auxerre)
	235 30 24 / 36	2*114 70 85	24 37,5 38	10 tanks 700 bar 5 tanks 350 bar 5 tanks 350 bar	CATEANOBUS H2 CITY Gold (La Roche s/Yon) SCANIA Urbino 12 VAN HOOL A330FC (Pau, Versailles)
Trucks	Energie batterie (kWh)	Puissance pile (kW)	H2 embarqué (kg)	HSS	Ex véhicule
	73,2 ?	2*95 140 / 200	32 30 / 45	350 bars 700 bars	Hyundai Xcient – Switzerland IVECO
	72 ? 72	2*150 2*120 2*150	80 40 / 80 80 / 80	700 bars 700 bars 700 bars/Liquid	Volvo IVECO Daimler

⁶ Les FCEV utilisant une batterie de capacité significative et présentant la possibilité de recharger sur le réseau électrique sont aussi qualifiés de OVC – FCV (Off Vehicle charging Fuel Cell Vehicle).

Exemples de FCV commercialisés : Hyundai Nexo, Toyota Mirai, Master Hyvia, Master, Peugeot Expert

Full Power



Full Power



Dual Power



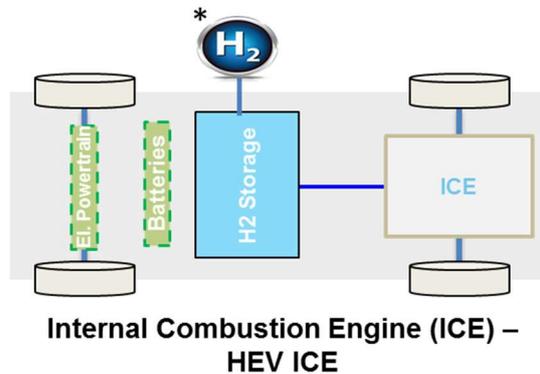
Exemple de véhicules lourds : Toyota Sora, Solaris Urbino 12, Safra Busnova, Hyundai Xcient, Daimler GenH2, Iveco



Le ICE H2 repose quant à lui sur un moteur thermique et sur l'utilisation de composants communs avec le FCEV comme par exemple son stockage d'hydrogène. Pour ce véhicule il est également possible d'envisager des architectures hybridées avec une batterie. En termes d'usage il pourrait adresser des usages en particulier de mobilités lourdes et intensives

(véhicules utilitaires et camions notamment). Certains constructeurs l'envisage sur des véhicules sportifs et des conversions de motorisations diesel en bicarburant diesel-hydrogène (sous réserve que la réglementation l'autorise).

Schéma de principe d'un véhicule à moteur à combustion d'hydrogène



Exemple de véhicules équipés d'un moteur à combustion d'hydrogène : Toyota Corolla Cross Hydrogen concept, DAF XF Hydrogen, CMB.Tech



La mobilité hydrogène à pile à combustible ou à moteur à combustion d'hydrogène repose nécessairement sur un système de stockage de l'hydrogène mettant en jeu 2 technologies :

- Le comprimé à l'aide de réservoirs hyperbares 350 ou 700 bars (technologie la plus mature)
- Le cryogénique (liquide ou cryo-compressé)

Les premières flottes de véhicules hydrogène sont déjà en opération comme les taxis hydrogène à Paris, des premiers bus à hydrogène déployés en France et en Europe et le développement des camions à hydrogène est également en marche.

Daimler Truck Hydrogen Record Run 1000km sur un plein



Extrait de la Keynote de la Présidente de la Commission Européenne von der Leyen à l'Hydrogen Week en 2023



“Aujourd’hui, quatre ans plus tard, l’économie de l’hydrogène est en plein essor. Les premiers bus à hydrogène circulent dans les villes européennes, de Riga à Barcelone. Les travaux de construction viennent de démarrer sur le port de Rotterdam, pour construire un réseau d’hydrogène qui s’étendra sur plus de mille kilomètres. Et il y a quelques semaines, le premier avion au monde propulsé à l’hydrogène liquide a survolé le ciel de Slovénie. C’est l’aube de l’ère de l’hydrogène propre.”

4 Contexte réglementaire de l'hydrogène pour les transports routiers

Le Pacte Vert ('Green Deal') proposé en décembre 2019 par la Commission décrit les ambitions européennes pour atteindre la neutralité carbone et le zéro-pollution en 2050. Il se traduit par des révisions réglementaires ambitieuses soutenant la transition environnementale des véhicules et de l'écosystème hydrogène (package Fit-for-55), intégrant des exigences sur la sécurité des véhicules hydrogènes (GTR13, UNECE R134) ou posant des défis technologiques à relever en parallèle de la montée en puissance du marché (Restriction des substances composés perfluoroalkylés et polyfluoroalkylés).

4.1 Réglementation Européenne : Fit-for-55 et Hydrogène bas carbone

Pour atteindre les objectifs du **Green Deal**⁷ (55% de réduction des émissions des gaz à effet de serre en 2030 par rapport au niveau de 1990), la Commission Européenne a publié en juillet 2021 la proposition d'un paquet législatif « **Fit-for-55** »⁸.

Au-delà de la réglementation sur les **émissions des véhicules légers (CAFE)**, 3 autres textes de ce paquet sont importants pour l'hydrogène : La **Directive sur la Taxation des Energies (ETD)**, le **règlement sur les infrastructures pour les carburants alternatifs (AFIR/RAFI)** et la **Directive sur les Energies Renouvelables (RED)**. En complément, la Commission a proposé également en février 2023, une révision de la réglementation sur les **émissions des véhicules lourds**. La feuille de route **RePowerEU** publiée en mai 2022 en réaction à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, le **Net Zero Industry Act** sont également des outils permettant le développement du marché de l'hydrogène.

ETD⁹ : la directive veut imposer une taxation minimum de tous les carburants, y compris renouvelables. Celle-ci resterait néanmoins faible pour l'hydrogène (0,15€/GJ contre 10,75€/GJ pour les carburants fossiles).

AFIR¹⁰ : Le règlement contraint les Etats Membres à déployer un réseau minimum d'infrastructure pour garantir l'approvisionnement du parc à venir. Pour l'hydrogène, la densité de stations d'approvisionnement en hydrogène gazeux est à minima tous les 200km sur les corridors du [réseau TEN-T](#) et dans chaque nœud urbain important, au 31 décembre 2030 en Europe. Chaque station d'hydrogène gazeux ouverte au public doit avoir une capacité minimale cumulée de 1 t/jour et être équipée d'un distributeur d'au moins 700 bars. Ce Règlement impose un engagement minimum des Etats Membres pour le déploiement de l'infrastructure, mais n'est pas suffisant au vu de la progression du marché, notamment des VUL et des PL. Ainsi, l'étude conjointe H2X de France Hydrogène, l'IRT System-X et de la PFA montre un besoin de 1000 stations à pour un parc de 341000 véhicules légers et 11000 camions, en France (voir chapitre 8). Au regard de RePower EU une cible à 2,3 Mt apparaît incohérente au regard de l'AFIR, un besoin de station d'une capacité supérieure à 1 tonne jour et d'un nombre de station plus important.

RED¹¹ : La révision de la directive sur les énergies renouvelables vise à traduire les nouveaux objectifs (55% de réduction des émissions des gaz à effet de serre) en part d'énergie d'origine renouvelable (42,5%) déclinée par secteur, le transport devant contribuer à hauteur de 14,5% de cette réduction ou une part de 29% des énergies renouvelables. Pour y parvenir, elle fait notamment rentrer l'hydrogène renouvelable d'origine non biologique dans la législation pour donner un cadre favorable à son développement (facilité de déploiement et financements). La Commission a également précisé en février 2023 la définition de 'l'hydrogène renouvelable' dans un acte délégué de la RED.

De plus, de façon à atteindre rapidement les objectifs de développement de l'hydrogène pour la mobilité, la Commission a également proposé un « **paquet législatif gaz et hydrogène**¹² » permettant de définir et encadrer un hydrogène bas-carbone qui, sans être renouvelable, permettrait néanmoins une décarbonation équivalente en regard des énergies fossiles.

⁷ [Green Deal for Europe, COM\(2019\) 640 final – 11.12.2019](#)

⁸ [FIT for 55, COM\(2021\) 550 final – 14.07.2021](#)

⁹ [Energy Taxation Directive Proposal, COM\(2021\) 563 final – 14.07.2021](#)

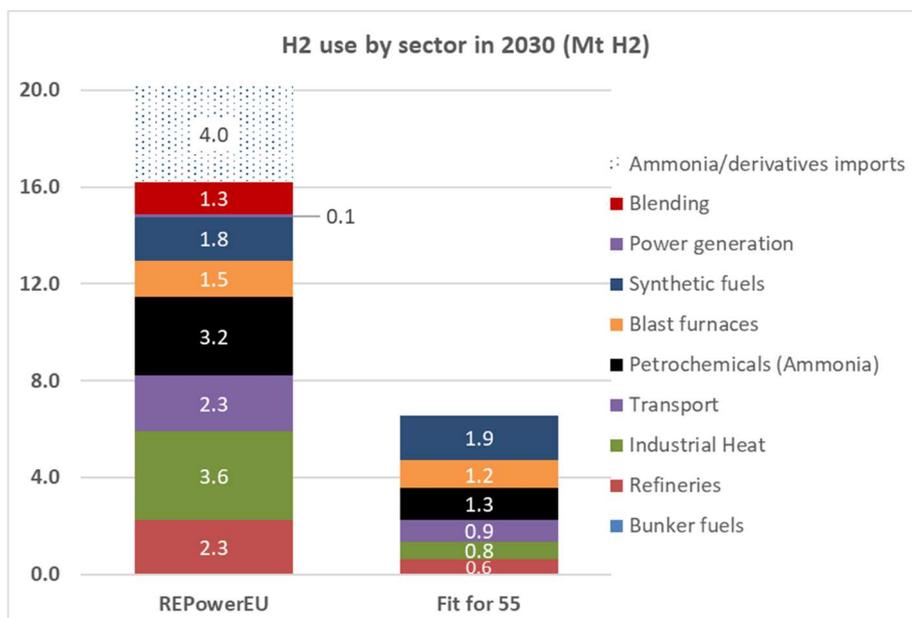
¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:52021PC0559> [Regulation \(EU\) 2023/1804 on the deployment of alternative fuels infrastructure](#)

¹¹ [European Commission Renewable Energy Directive](#)

¹² The package is based on a [regulation on the internal market \(COM/2021/804 final\)](#) and a [Directive on common rules \(COM/2021/803 final\)](#) proposals.

La feuille de route **RePowerEU**¹³, proposée par la Commission en mai 2022, établit une stratégie basée sur 4 piliers (économie d'énergie, remplacement des énergies fossiles russes, promotion des énergies renouvelables et investissement dans de nouvelles infrastructures) et qui mise sur l'hydrogène. Ainsi le plan fixe un objectif de 10 millions de tonnes de production d'hydrogène renouvelable en Europe en 2030 et l'importation de la même quantité.

Sur les 20 millions de tonnes, les projections RePowerEU de la Commission en 2030 allouent **2,3 millions de tonnes aux transports (hors carburants synthétiques)**, là où le paquet FT155 allouait 0,8 millions de tonnes.



Source : REPowerEU Commission Staff Working Document – SWD(2022) 230 final

S'agissant de l'hydrogène, qui est un pilier de l'Europe dans sa stratégie de décarbonation et de souveraineté énergétique, les projets vont bénéficier de l'appui de la **Banque européenne de l'Hydrogène**. Cette nouvelle banque publique dédiée au développement de la filière hydrogène, lancée en septembre 2022 est destinée à faciliter le financement des projets et la « mise à l'échelle » de la filière. Dotée d'une capacité d'investissement de trois milliards d'euros pour, dans la continuité du plan REPowerEU, cette banque permettra d'accélérer le développement des énergies renouvelables en Europe.

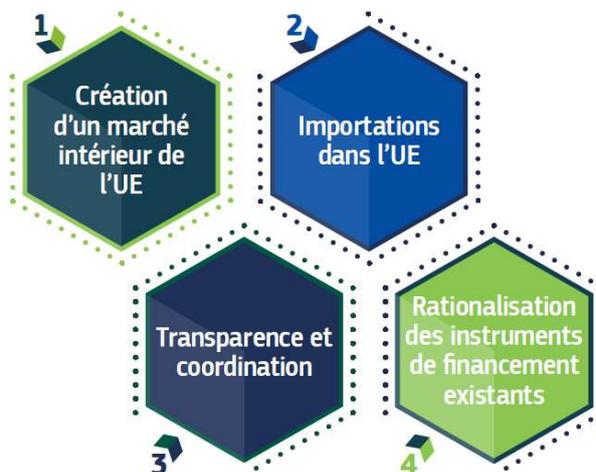
La Banque visera à combler le déficit d'investissement actuel dans le développement de l'hydrogène renouvelable et à garantir que l'UE conserve son avance dans cette technologie essentielle.

Des « enchères pilotes » seront lancées dès l'automne 2023, dans le cadre du Fonds européen pour l'innovation, avec un budget dédié de 800 millions d'euros: les projets sélectionnés recevront une subvention sous la forme d'une prime fixe par kilogramme d'hydrogène produit, sur une période maximale de dix ans.

La Banque européenne de l'hydrogène soutiendra l'utilisation de l'hydrogène renouvelable dans l'UE ainsi que les importations en provenance de partenaires internationaux. Sa création vise à débloquer les investissements privés dans les chaînes de valeur de l'hydrogène en faisant correspondre efficacement l'offre et la demande d'énergie renouvelable et en relevant les défis en matière d'investissements initiaux.

¹³ [REPowerEU Plan, COM\(2022\) 230 final - 18.05.2022](#)

Les quatre piliers de la Banque européenne de l'hydrogène



Le Net Zero Industrial Act¹⁴ proposé par la Commission en mars 2023 doit permettre de soutenir le développement des technologies stratégiques, dont les électrolyseurs et les piles à combustible en abaissant les barrières réglementaires, par exemple en facilitant l'accès aux permis de construire, en développant les compétences nécessaires, etc.

Les mesures proposées par la Commission pour l'hydrogène sont:

	Hydrogène Renouvelable (révision directive RED)	Hydrogène Bas-Carbone (Paquet législatif Gaz et hydrogène)
Eligibilité	Réduction de 70% des effets de serre (par rapport à la référence prise par la Commission qui est de 94g CO ₂ eq/MJ) soit 3,38kg CO₂eq par kg d'hydrogène ou encore moins de 28,4g CO₂eq par mégajoule . <i>A noter qu'en ce qui concerne les investissements, la taxonomie européenne est plus stricte en limitant à 3kg CO₂eq par kgH₂ les investissements éligibles au label renouvelable.</i>	L'hydrogène bas carbone est défini comme étant fabriqué à partir de source non renouvelable et permettant une réduction de 70% des effet de serre tout comme dans la RED. A partir de 2030, la Commission se réserve le droit d'avoir ensuite un seuil d'émissions plus contraignant de façon à encourager l'hydrogène renouvelable.
Certification	Le système de certification devient obligatoire pour l'hydrogène , et les garanties d'origine ne seront plus suffisantes, remplacées ou complétées par un système de traçabilité en bilan matière tel qu'il existe déjà pour les carburants liquides. Il s'agit d'une comptabilité mettant en face de l'hydrogène son producteur et son consommateur, en incluant les émissions intervenant dans l'ensemble de la supply-chain (y compris le transport et la distribution).	Le même système de certification s'appliquera pour l'hydrogène bas-carbone.

¹⁴ [Net Zero Industry Act, COM\(2023\)161 final – 16.03.2023](#)

Comptabilité carbone nationale	La contribution de l'hydrogène sera désormais calculée à son point de consommation (et non plus lors de la production). De plus, l'électricité renouvelable consommée par la production d'hydrogène sera déduite dans le calcul de la part de renouvelables dans le mix pays.	L'hydrogène bas-carbone sera également comptabilisé à son point de consommation . Il sera comptabilisé pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'énergie , mais pas ceux de la part de renouvelables dans l'énergie.
Objectifs nationaux de part d'énergie renouvelable	42% des fuels d'origine non biologique (RFNBO) utilisés dans l'industrie, Hydrogène inclus, devront être renouvelables. Un objectif combiné de 5,5% de fuels renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) et biologiques (biofuels et biogaz dit de 2ème génération), avec un minimum de 1% pour ces fuels d'origine non biologique dont fait partie l'hydrogène renouvelable	Non comptabilisé dans les énergies renouvelables.
Taxation	Via l'ETD, une taxation minimale obligatoire serait introduite de 0,15€/GJ pour les carburants renouvelables d'origine non biologique., y compris après la période de transition (i.e. après 2033)	L'hydrogène bas-carbone subirait la même taxation minimale obligatoire de 0,15€/GJ jusqu'à fin décembre 2032 , avec une augmentation à compter du 1 ^{er} janvier 2033 pouvant porter ce minimum jusqu'à 5,38€/GJ .

En synthèse, ces réglementations permettent de donner un cadre pour le développement de l'hydrogène, en précisant ce que sont l'hydrogène renouvelable et bas carbone, en alignant les règles de marché sur ce qui est fait pour le gaz et l'électricité, et en facilitant l'intégration et la reconversion pour des infrastructures aujourd'hui exclusivement dédiées au gaz naturel.

Bien que les contraintes liées à la production d'hydrogène renouvelable restent fortes, avec par exemple :

- La notion d'additionnalité demandant pour la production une source électricité renouvelable dédiée et additionnelle à l'existant préalable pour ne pas réduire les capacités disponibles d'électricité renouvelable
- La nécessité d'une comptabilité en bilan-matière pour la certification.

La commission, au travers des actes délégués, propose un calendrier progressif d'application : contrainte sur la définition d'hydrogène renouvelable produite à partir d'électricité seulement pour les installations construites après 2027, co-temporalité des productions d'électricité renouvelable et d'hydrogène au pas horaire seulement à partir de 2030 ; mais allège aussi certaines contraintes avec la prise en compte du nucléaire dans la décarbonation de l'électricité des réseaux nationaux pour leur éligibilité à la production d'électricité renouvelable.

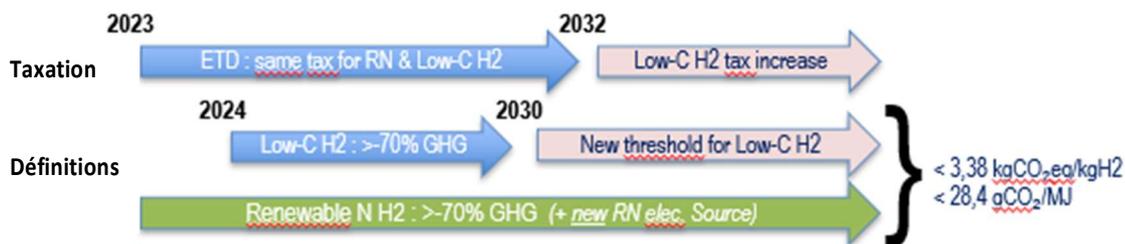


Figure 2 Différentes filières de production de l'hydrogène et leur classification selon les émissions en équivalent carbone

Proposition de la filière :

Afin de répondre aux objectifs des règlements Européens il apparait qu'un déploiement rapide de l'infrastructure de remplissage de l'ordre de 2 à 4 tonnes par jour pour la mobilité lourde et de 1 à 2 tonnes par jour pour la mobilité légère est nécessaire.

4.2 Réglementations véhicules :

Les réglementations véhicules permettent l'intégration des systèmes à hydrogène tout en encadrant les exigences de sécurité. Les réglementations sur les émissions de Gas à Effet de Serre des véhicules légers et des véhicules lourds fixent des objectifs de réductions de CO₂ notamment, induisant le développement des solutions à hydrogène.

Prescriptions de sécurité : adoption d'une nouvelle réglementation pour l'homologation des véhicules fonctionnant à l'hydrogène et de leurs composants

Concernant les prescriptions de sécurité des véhicules fonctionnant à l'hydrogène et des systèmes et composants hydrogène, le règlement EC 79/2009 est abrogé et remplacé par le règlement (UE) 2019/2144¹⁵ depuis le 05 juillet 2022. Ce dernier adopte, les prescriptions du règlement UN-R134 développées au sein des Nations Unies et du règlement d'exécution (UE) 2021/535¹⁶ (annexe XIV – Compatibilité des matériaux et embouts de remplissage des systèmes hydrogène). Le règlement UN-R134 reprend les prescriptions développées dans le Technique Mondiale n°13 (RTM13 / GTR13).

Ainsi le GTR13 Phase 2 a été adopté le 22 juin 2023 par le WP29/AC3. Ces évolutions seront transposées dans la future série 02 du règlement R134.

Une phase 3 du GTR13 est également envisagée mais son cadrage n'est, à l'heure actuelle, pas acté.

La phase 3 du GTR13 pourrait adresser les sujets non convergés lors de la phase 2 ou des évolutions résultantes d'une meilleure connaissance scientifique :

- Essais de décélération pour l'intégrité post-crash des systèmes, essais de choc latéral, notamment pour les véhicules lourds pour lesquels les réglementations de sécurité passive ne sont pas applicables ;
- Prise en compte des résultats d'études suite aux évolutions de la Phase 2, notamment pour les exigences sur les réservoirs et les conditions post-crash ;
- Compatibilité des matériaux avec l'Hydrogène ;
- Améliorations des procédures d'essai

Proposition de la filière :

Besoin d'une concertation sur la future évolution de la R134.

Réglementation relative aux « masses et dimensions » favorisant l'utilisation des véhicules à carburant de substitution¹⁷ ou à zéro émission¹⁸

¹⁵ [Règlement \(UE\) 2019/2144](#) relatif aux prescriptions applicables à la réception par type des véhicules à moteur [...] et en ce qui concerne leur sécurité générale [...].

¹⁶ [Règlement d'exécution \(UE\) 2021/535](#) établissant des règles relatives à l'application du règlement (UE) 2019/2144 eu égard aux procédures uniformes et aux spécifications techniques pour la réception par type des véhicules, ainsi que des systèmes, composants et entités techniques distinctes destinés à ces véhicules, en ce qui concerne leurs caractéristiques générales de construction et leur sécurité

¹⁷ Carburant ou source d'énergie qui servent au moins partiellement, de substitut aux sources d'énergie fossile pour les transports et peuvent contribuer à la décarbonisation de ces derniers ainsi qu'à l'amélioration de la performance environnementale du secteur des transports ; ils comprennent : L'électricité, l'hydrogène, le gaz naturel (GNC, GNL), le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

¹⁸ Un véhicule utilitaire lourd sans moteur à combustion interne ou équipé d'un moteur à combustion interne dont les émissions de CO₂ sont inférieures à 1g/kWh telle que déterminées conformément au règlement (CE) n° 595/2009, ou inférieurs à 1g/km, telles que déterminées conformément au règlement (CE) n° 715/2007

4.2.1.1 *Dérogation relative aux restrictions de « masses et dimensions » pour les véhicules routiers fonctionnant avec un carburant de substitution ou à zéro émission*

Depuis septembre 2020¹⁹, un véhicule utilitaire lourd peut disposer d'une dérogation aux restrictions de poids maximal autorisé de manière à permettre son immatriculation et son utilisation en trafic international et ce sous les conditions suivantes :

- ✓ Pour un véhicule à carburant de substitution¹⁷: le poids maximal autorisé est augmenté du poids supplémentaire imputable à la technologie permettant l'utilisation du carburant de substitution² dans la **limite de 1 tonne**.
- ✓ Pour un véhicule à zéro émission¹⁸: le poids maximal autorisé est augmenté du poids supplémentaire imputable à la technologie permettant l'absence d'émission³ dans la **limite de 2 tonnes**.

Par ailleurs, le véhicule doit rester conforme aux prescriptions pour la réception par type relatives aux masses et dimensions du règlement (UE) 1230/2012.

La révision de la directive 96/53/CE est proposée par la Commission depuis le 17 juillet 2023²⁰. **La filière automobile française soutien l'intégration définitive des dérogations de +1 mètre en longueur et +2 tonnes en masses pour les poids lourds**, permettant l'intégration des systèmes à pile à combustibles (y compris les batteries li-ion), y compris pour les véhicules rétrofités.

Proposition de la filière :

Intégration définitive des dérogations de +1 mètre en longueur et +2 tonnes en masses pour les poids lourds dans la révision de la directive 96/53/CE

4.2.1.2 *Equivalences entre catégories du permis de conduire et autorisation spécifique pour les véhicules à carburant de substitution*

La directive permis de conduire²¹ permet d'autoriser les titulaires d'un permis de conduire de catégorie B, délivré depuis deux ans au moins, à conduire des véhicules à carburant de substitution dont la masse maximale autorisée est supérieure à 3.5t mais n'excède pas 4.25t. Pour autant que l'excès de masse au-delà de 3.5t soit dû exclusivement à l'excès de masse du système de propulsion par rapport au système de propulsion d'un véhicule de même dimension équipé d'un moteur à combustion interne (source d'énergie fossile) et à condition que la capacité de charge ne soit pas augmentée par rapport à ce véhicule.

Cette dérogation est donc laissée à la libre appréciation des Etats-Membres ; à titre d'exemple la France la met en œuvre mais pas la Belgique.

La filière automobile française recommande que, à l'occasion de la révision de la Directive Permis de Conduire, cette dérogation soit rendue d'application automatique dans tous les Etats-Membres, afin d'éviter une fragmentation du marché.

Proposition de la filière :

Application obligatoire dans tous les Etats Membre de la dérogation de permis de conduire pour les véhicules à pile à combustible <4,25t

Prescriptions pour la protection de l'environnement : réglementation émissions

4.2.1.3 *Emissions de CO₂ des véhicules légers*

Les objectifs de réduction des émissions des véhicules légers (M1, N1) ont été révisés actés en avril 2023 pour correspondre aux trajectoires de décarbonation de l'Union européenne de 2030 et 2050²².

Les cibles de réduction de -100% des émissions de CO₂ par rapport à 2021 permettent ainsi le développement de technologies zéro-émissions comme celle des piles à combustible.

¹⁹ directive européenne 96/53/CE telle que modifiée par le règlement (UE) 2019/1242,

²⁰ COM(2023) 445 final, amending Council Directive 96/53/EC laying down for certain road vehicles circulating within the Community the maximum authorised dimensions in national and international traffic and the maximum authorised weights in international traffic

²¹ Directive 2006/126/CE telle que modifiée par la directive (UE) 2018/645

²² Regulation (EU) 2023/851 amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union's increased climate ambition

	2025	2030	2035
 Véhicules particuliers (M1)	-15%	-55%	-100%
 Véhicule Utilitaires Légers (N1)	-15%	-50%	-100%

4.2.1.4 Emissions de CO₂ des véhicules lourds

Les objectifs de réduction des émissions des véhicules lourds (M2, M3, N2, N3)²³ sont également révisés en mai 2024 et intègrent :

- Elargissement du champ d'application du règlement à tous les véhicules lourds ;
- Les cibles de réduction des émissions pour les flottes doivent respecter les cibles ci-dessous. Les réductions sont fixées par rapport aux émissions de 2019 :

Sous-Catégories de véhicules	Période de déclaration			
	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040+
 Camions (>16t) en configuration d'essieux 4x2 ou 6x4	-15%	-45%	-65%	-90%
Toutes catégories	0%	-45%	-65%	-90%
 Autocar	0%	-45%	-65%	-90%
 Bus urbain	0%	-90%	-100%	-100%

- De nouvelles cibles, en fonction de la catégorie de véhicule sont proposées également pour 2025, 2030, 2035 et 2040 (voir Annexes) Une nouvelle définition de 'zéro-émissions' a été proposée pour les véhicules lourds, relâchant les exigences définies dans la réglementation actuelle (voir ci-dessous).

4.2.1.5 Définition des véhicules zéro-émissions

Le règlement (UE) 2019/1242 définissait un véhicule utilitaire lourd à zéro émission comme un véhicule utilitaire lourd sans moteur à combustion interne, ou avec un moteur à combustion interne qui émet moins de 1 g de CO₂/kWh, ou qui émet moins de 1 g de CO₂/km. La révision du règlement²¹ de la Commission propose une nouvelle définition du véhicule lourd 'zéro-émissions' permettant d'intégrer les véhicules électriques à batterie, pile à hydrogène, ainsi que d'autres technologique qui émettent moins de 3g/t.km (tonnes par kilomètre) ou 1g/(p.km) (passager par kilomètre) de CO₂.

Proposition de la filière :

Maintenir la définition du véhicule lourd 'zéro-émissions' pour des véhicules émettant moins de 1g/t.km ou 1g/p.km. Clarification de la définition 'zéro-émissions' pour les véhicules légers.

²³ [Proposal for a Regulation](#) amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles COM/2023/88 final, 14.02.2023

Prescriptions pour la protection de l'environnement : réglementation substances

L'Agence Chimique Européenne (ECHA) a publié le 7 février 2023 une proposition de restriction des substances per- et polyfluoroalkylées (PFASs) rédigée par 5 pays Membres (Allemagne, Danemark, Norvège, Pays-Bas, Suède). L'intention des régulateurs est d'interdire à terme la fabrication, l'importation ou la commercialisation et l'utilisation de ces substances utilisées comme telles, dans des mélanges ou des articles du fait de leur caractère persistant dans l'environnement. **La proposition mènerait à l'interdiction des PFASs en Europe** à partir de 2028, soit 18 mois après la publication du texte, estimée à mi-2025.

Une exemption d'une durée de 6,5 ans après l'entrée en vigueur du texte est proposée. Ainsi la technologie des Piles à combustible ne devrait plus utiliser de PFASs après 2032.

De nombreuses études pour substituer les PFASs des systèmes piles à combustibles ont été menées par l'industries, notamment au vu des prix de ces matières techniques, mais n'ont pas abouties sur des alternatives répondant à l'ensemble des critères de performances (puissance, durabilité, etc.). L'industrie de voit pas de perspectives de solutions à court ou moyen terme. Ainsi **la dérogation proposée** :

- **Ne permet pas de couvrir sereinement la transition du moteur à combustion interne vers l'hydrogène** alors que les objectifs de décarbonations de la Commission à horizon 2030 et 2040 vont nécessités une montée en puissance de ces technologies.
- **Ralenterait fortement les investissements** pour la production à grande échelles des électrolyseurs et des systèmes pile à combustible sur le sol européen, là où les USA et la Chine proposent un soutien substantiel.
- La proposition ne permettra pas à l'industrie européenne d'être compétitive.

Proposition de la filière :

Exemption sans limite de temps pour les systèmes piles à combustibles (piles, boucle approvisionnement hydrogène, boucle air, boucle de refroidissement) et leurs pièces de rechange, avec une révision régulière (ex : tous les 5 ans) pour évaluer les avancées R&D et affiner l'exemption en conséquence. L'exemption est adossée à une exigence de gestion des risques d'émissions de PFASs sur l'ensemble des phases du cycle de vie des piles.

La combinaison de ces restrictions sur le PFAS et les challenges de l'industrie automobile requiert de l'industrie qu'elle fournisse les données démontrant que les émissions de PFAS vont se réduire bien que l'utilisation de ces derniers perdure et des autorités de mettre en place une approche plus flexible concernant le process de décision pour les dérogations.

Prescriptions pour l'approvisionnement en matière critique : 'Critical Raw Material Act' regulation

Le règlement²² du 11 avril 2024 établit un cadre réglementaire²² sur les matières critiques et stratégiques afin d'assurer notamment le développement des technologies contribuant à la transition énergétique de l'Union. La stratégie repose sur 3 piliers de base :

- Développer la chaîne de valeur des matières critiques en Europe
- Accélérer la diversification de la chaîne d'approvisionnement des matières critiques
- Développer l'approvisionnement responsable et l'économie circulaire des matières critiques.

Pour cela, le compromis politique conclut le 13 novembre et validé par le parlement le 12 décembre 2023 définit des cibles pour 2030 :

- Les capacités extractives de l'Union devront couvrir 10% de la consommation européenne de matériaux stratégiques, si les réserves européennes le permettent.
- Les capacités de traitement des minerais de l'Union devront couvrir 40% de la consommation européenne de matériaux stratégiques.
- Les capacités de recyclage de l'Union devront couvrir au moins 25% de la consommation européenne de matériaux stratégiques
- Pour chaque matériau stratégique, un pays tiers ne devra pas représenter plus de 65% de l'approvisionnement de l'Union

Il impose également aux grandes entreprises d'établir, tous les 3 ans, des analyses de risques liés à l'approvisionnement de matières stratégiques utilisés dans leurs produits, notamment pour les technologies de l'hydrogène.

Proposition de la filière :

- Soutien à la filière européenne de traitement du platine
- Soutien à la filière européenne du recyclage du platine
- Prendre en compte les sources de matières secondaires dans l'objectif d'indépendance aux pays tiers.
- Privilégier l'utilisation de l'hydrogène vs les batteries au lithium de grande capacité sur les objets de mobilité pertinents : mobilité intensive / lourde (camions, véhicules utilitaires, engins de chantier...) afin de réduire la dépendance en matières critiques

Réglementation française : le rétrofit des véhicules à combustion interne

L'Arrêté ministériel du 13 mars 2020, complété par les Arrêtés du 12 septembre 2023, établit les exigences et les règles d'homologation des véhicules thermiques rétrofités avec un système de propulsion électrique soit à batterie, soit à pile à combustible pour des véhicules de catégorie M, N d'au moins 5 ans. Il s'agit en fait d'un agrément de prototype pour le véhicule transformé.

Le rétrofit n'est pas harmonisé au niveau européen. C'est pourquoi la filière soutient, dans son souci d'harmonisation du marché européen, la proposition du gouvernement d'un cadre européen comme indiqué dans son plan d'action en faveur du rétrofit (26.04.2023).

Proposition de la filière :

- Harmoniser au niveau européen l'homologation de véhicules rétrofités.
- Accélérer les délais et simplifier les procédures d'homologation des véhicules rétrofités.

5 Impact environnemental de la filière hydrogène

Les impacts environnementaux peuvent s’apprécier au travers de 4 grands aspects :

- L’analyse du cycle de vie (LCA)
- Economie circulaire et recyclage
- Risques liés à l’utilisation de substances chimiques
- Dépendance aux matières critiques

Concernant l’analyse de cycle de vie on se réferra utilement à la méthodologie travaillée par la filière automobile

« [Analyse de cycle de vie appliquée à un véhicule ou un équipement automobile – Préconisations méthodologiques](#) » accessible sur le site de la PFA.

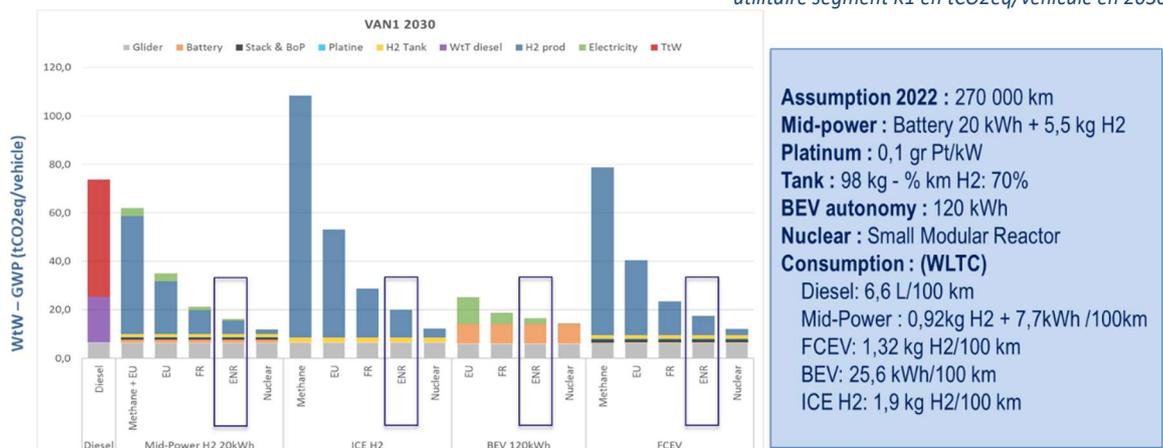
5.1 Impact environnemental sur l’ensemble du cycle de vie (carbon footprint)

L’analyse du cycle de vie est un élément essentiel pour jauger l’impact environnemental d’un véhicule en étudiant différents indicateurs d’impacts sur l’air, sur l’eau et sur les ressources.

Un véhicule hydrogène à pile combustible n’émet à l’échappement ni particules, ni polluants, ni CO₂ à l’usage du réservoir à la roue, le véhicule à moteur à combustion d’hydrogène présente également des émissions très faibles (moins de 1g CO₂/kWh). Cependant, dans un bilan puits à la roue, les émissions de CO₂ sont variables selon le mode de production et d’acheminement de l’hydrogène.

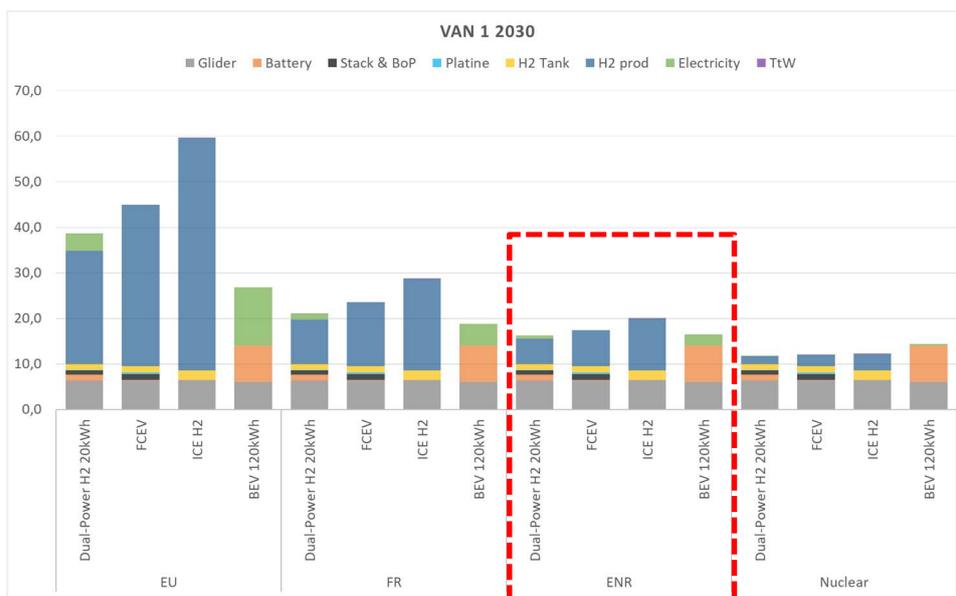
Les émissions pour le BEV sont également dépendantes du mix de production d’électricité.

Emissions CO₂ du puits à la roue calculées pour la France et l’Europe pour différentes chaines de traction pour un véhicule utilitaire segment K1 en tCO₂eq/vehicule en 2030.



Au regard de cet exemple (véhicule utilitaire du segment K1), les différentes chaines de tractions (moteur thermique diesel, pile à combustible hydrogène – architecture mid-power et full power – électrique à batterie, et moteur thermique hydrogène) ont été évaluées. Les scénarios de “référence” diesel et vaporeformage de méthane pour la production d’hydrogène présentent clairement les plus mauvais résultats en termes d’impact sur le réchauffement climatique.

Pour la mobilité hydrogène, il est indispensable de s’orienter vers un hydrogène décarboné, en particulier produit par électrolyse utilisant un mix électrique lui-même décarboné s’appuyant sur des énergies renouvelables mais également sur les nouvelles générations de réacteur nucléaire (SMR).



Methane + EU = vaporeformage de méthane pour la production d'hydrogène + Mix électrique européen 2030

EU = Mix électrique européen 2030

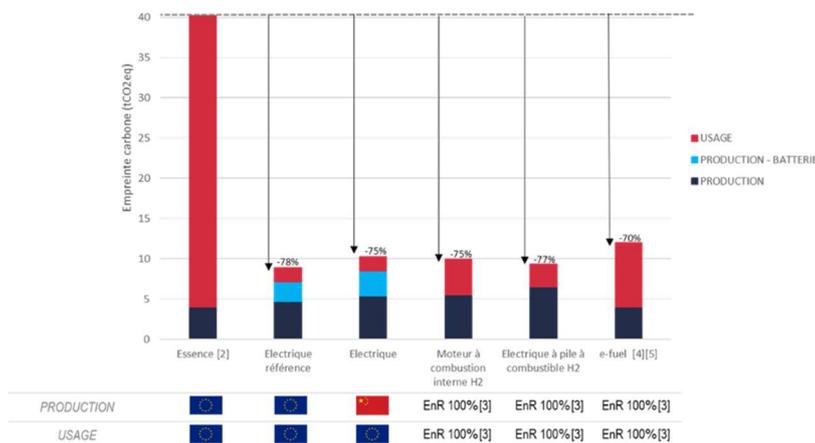
FR = Mix électrique français 2030

ENR = Mix électrique basé sur les énergies renouvelables

Nuclear = Mix électrique basé sur les nouvelles générations de réacteurs nucléaires

L'architecture type dual-power permet de disposer d'un impact CO2 sensiblement identique à la chaîne de traction électrique à batterie pure et apparait plus favorable qu'une architecture full power.

Ci-dessous le cas d'un véhicule du segment C à horizon 2035 illustrant qu'à l'horizon 2035 l'utilisation d'hydrogène renouvelable (FCEV ou ICE) permettront une réduction d'empreinte carbone de 70 à 77% par rapport à un véhicule essence (E10), du même ordre que celle apportée par un véhicule électrique.



A noter que l'efficacité des solutions hydrogènes provenant de pays dont l'électricité est au meilleur niveau de décarbonation pourrait atteindre des niveaux équivalents de décarbonation des véhicules électriques à batterie qui consommerait de l'électricité de réseau faiblement décarboné.

Proposition de la filière :
La disponibilité d'un hydrogène décarboné est indispensable pour garantir un impact environnemental des véhicules à hydrogène limité.

5.2 Economie circulaire et recyclage

En fin de vie du véhicule, plusieurs options de recyclage des réservoirs d'hydrogène en fibres composites sont en cours d'évaluation.

Les systèmes de stockage de l'hydrogène utilisant des réservoirs haute pression – type 4 – qui sont conçus pour la durée du véhicule, dans l'état actuel des connaissances ne présentent pas de dégradation des fonctionnalités au cours du temps. Il est donc légitime d'envisager de réutiliser ces réservoirs pour un nouvel usage (de mobilité ou pour des usages stationnaires). Des contrôles, dont les modalités sont encore à définir, devront probablement être effectués pour en garantir ce nouvel usage.

L'objectif ultime de la fin de vie des réservoirs est le recyclage et la revalorisation de la fibre de carbone. Des techniques de recyclage à fort potentiel sont à l'étude telles que le broyage et la réutilisation en tant que charge dans une matrice similaire ou la calcination pour récupération de la fibre longue. La fibre de carbone recyclée, dont les propriétés mécaniques sont inférieures à la fibre neuve pourra être aussi réutilisée dans des applications moins contraignantes (pièces mécaniques simples). La filière de recyclage des réservoirs haute pression se mettra en place progressivement en parallèle du déploiement massif des véhicules hydrogène.

Concernant le système pile à combustible et plus particulièrement le stack, le développement d'une filière de recyclage est à mettre en œuvre.

Cependant les matériaux constitutifs (métal) devraient faciliter le recyclage. La collecte est classique (ce n'est pas un déchet dangereux) et sur l'assemblage membrane électrode (AME) le recyclage des catalyseurs (Pt) pourrait se faire au travers de la filière existante de recyclage des pots catalytiques (filière très efficace), le platine pouvant être récupéré et réutilisé à plus de 95%²⁴. **L'Europe dispose donc d'un stock de platine dans les voitures thermiques existantes et sera progressivement disponible pour être réutilisé dans les piles à combustible.**

Proposition de la filière :

Certification uniforme de l'origine des matériaux recyclés.

5.3 Matériaux critiques – Substances chimiques à risque

Le platine (Pt) est le principal matériau critique²⁵ intervenant dans la conception des systèmes fuel cell. Une vigilance est à avoir sur la concentration de la production (Afrique du Sud et Russie) et les critères de responsabilité sociale et environnementale. Cf. position technique PFA spécifique « Les matériaux stratégiques : situation et propositions de l'industrie automobile française ».

La quantité de Pt actuellement utilisés pour les piles à combustible (supérieur à 0,1gPt/kW) reste encore élevé au regard des quantités de Pt utilisés dans les systèmes de dépollution des motorisations thermiques, un effort significatif sur la réduction de la quantité de Pt est à réaliser. L'aspect ressource en Pt n'est du coup pas nécessairement une problématique majeure du véhicule pile à combustible.

La problématique de matériaux critiques sur les autres constituants de la chaîne de traction (batteries en particulier) est identique à celle des véhicules électriques à batteries ; néanmoins le dimensionnement énergétique de la batterie pour les solutions pile à combustible améliore la situation.

Un point d'attention est à porter sur certaines substances chimiques en particulier les substances perfluoroalkylées et polyfluoroalkylées (PFAS) qui forment un groupe de plus de 4700 composés utilisés dans de nombreux procédés industriels et produits de consommation. Les membranes de piles à combustible reposent en particulier sur des membranes acides perfluorosulfonique (PFSA). Cette substance est essentielle actuellement à la fabrication des piles à combustibles et des électrolyseurs. Il n'existe pas à ce stade d'alternative crédible pour atteindre des niveaux de

²⁴ Source : Umicore

²⁵ Matériau sensible = définition à mettre

performances similaires. Les risques d'émissions de ces substances sont limités (que ce soit au regard de l'environnement ou de l'exposition à l'humain). La quantité de PFSA est de l'ordre de 0,2 à 0,4kg de PFSA pour une pile à combustible de 100kW.

Proposition de la filière :

Voir la Position de la Filière ['Les matériaux stratégiques : situation et propositions de l'industrie automobile Française'](#)

Favoriser le recyclage des pots catalytique et l'utilisation du Pt recyclé en France et en Europe.

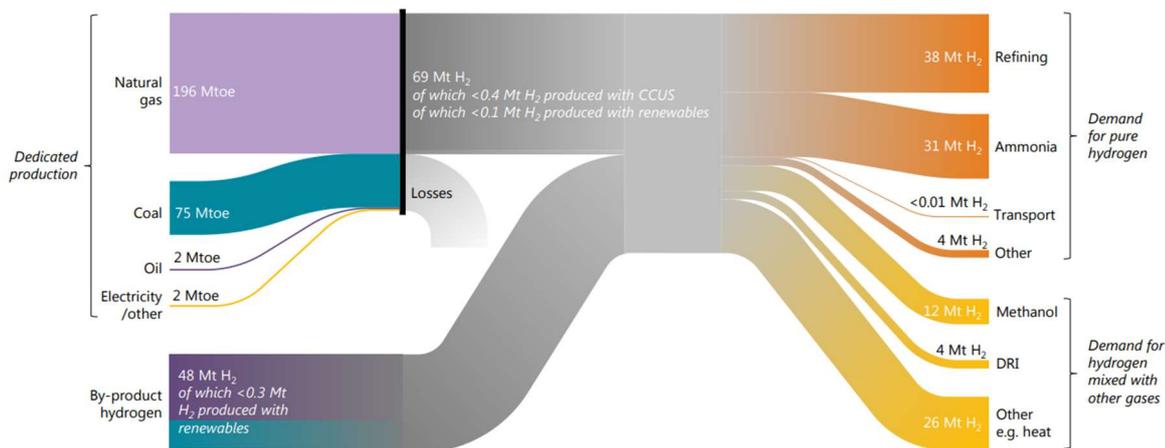
Mise en place d'une filière de recyclage effective afin d'assurer la captation en fin de vie des véhicules (quel que soit son type) des piles à combustibles.

Au regard des durées de vie des composants le développement d'une économie circulaire sur les composants principaux est à construire.

6 Enjeux marchés

6.1 Vision de l'évolution du Marché

Dans le domaine du transport, la demande hydrogène est encore très limitée et représente aujourd'hui moins de 1% de la consommation mondiale de l'hydrogène qui est essentiellement liée à la consommation dans le domaine industriel.



Répartition production / consommation d'H₂ par secteur, IEA 2019

Le marché mondial actuel est essentiellement un marché d'amorçage basé sur des Véhicules Utilitaires, des flottes professionnelles de type taxis, des bus, des camions, et sur des marchés de niche pour des véhicules particuliers « full power », des segments haut de gamme (D et plus) dont le prix de vente facial (primes déduites) est supérieur à 50 000€. Il circule à l'heure actuelle dans le monde plusieurs dizaines de milliers de véhicules particuliers répartis entre le Japon, la Californie, la Corée et l'Europe, un millier de VUL et quelques centaines de bus.

En France, le marché démarre par les Véhicules Utilitaires Légers, proposés par nos constructeurs, et les flottes de taxis basés sur des offres Japonaise ou Coréenne.

Ce marché est actuellement entre autres limité par le nombre de stations délivrant de l'H₂ (~71 stations publiques et privées en France à fin 2023²⁶).

Différents inducteurs peuvent faire évoluer le marché vers une pénétration plus importante de la technologie pile à combustible :

- Des stratégies Etatiques favorisant le vecteur hydrogène pour la mobilité, dans un écosystème global
- Les évolutions de réglementation réservant l'accès à certaines zones aux véhicules zéro émission
- Une acceptation sociétale favorisant le vecteur hydrogène.
- La disponibilité et déploiement de l'infrastructure de remplissage hydrogène

La pénétration du marché est majoritairement impactée par le coût total de possession (TCO – Total Cost of Ownership), en particulier

- Le prix de la technologie (à l'achat ou sous forme de loyers)
- Le prix de l'H₂
- Le coût d'entretien
- La valeur résiduelle du véhicule

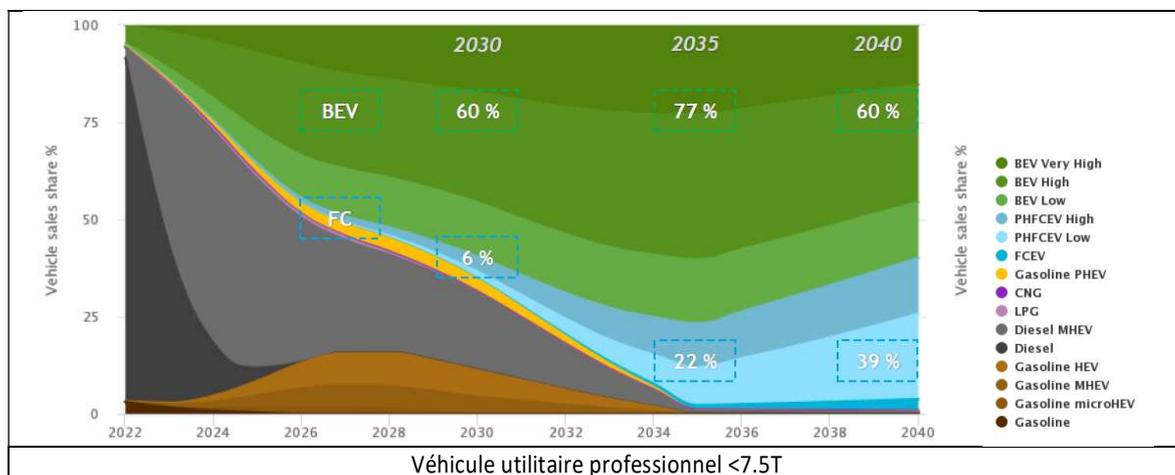
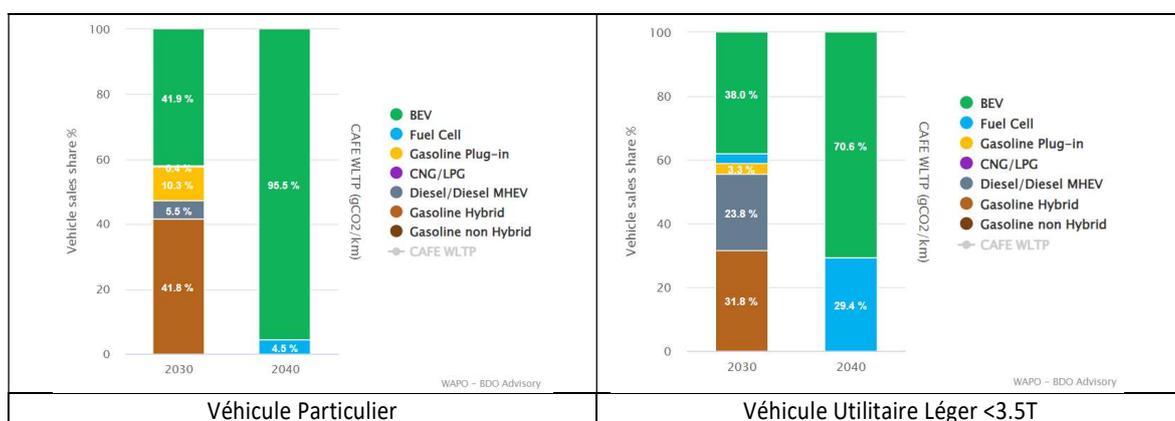
Les dernières analyses sur l'utilisation de l'hydrogène pour la mobilité confirment que la pertinence de cette solution devra se mesurer non par segments (mobilités lourdes vs. autres) mais avant tout aux usages qui pourront en être faits face aux opportunités offertes par d'autres motorisations.

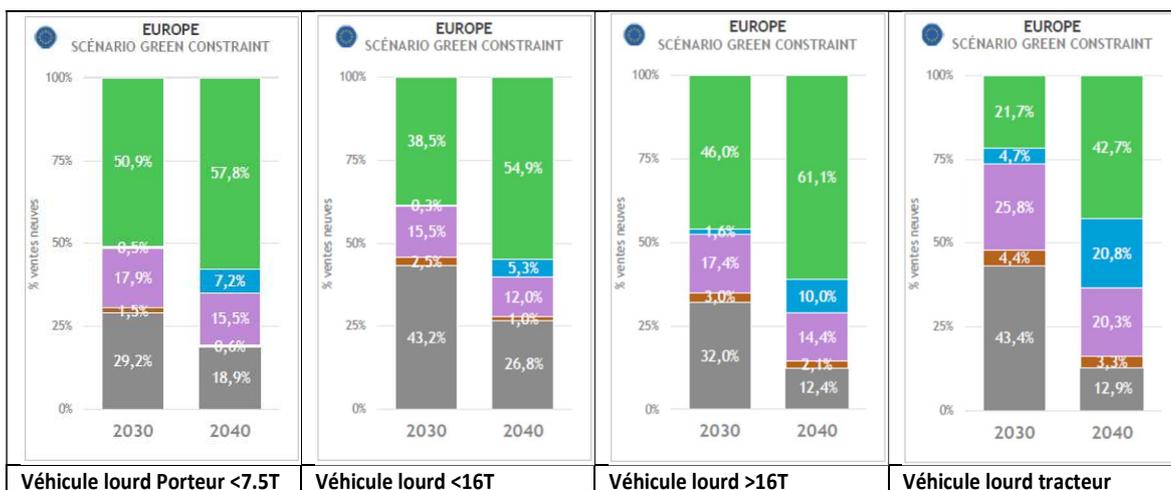
²⁶ <https://vigihy.france-hydrogene.org/chiffres-cles/>

En particulier les véhicules utilitaires légers à usage intensifs représentent en Europe plus de 50% des volumes de fourgon. Pour rappel on définit le VUL à usage intensif comme suit : kilométrage parcouru moyen > 350km, ou véhicule de charge utile > 1T parcourant plus de 200km journalier, ou recharge nocturne impossible, ou zone d'activité difficile (pentes, vent, froid), ou disponibilité 24h/24h ou temps d'arrêt limité.

A l'amorçage, un potentiel de marché important peut trouver sa place au travers de solutions dual-power offrant la synthèse la plus intéressante notamment d'un point de vue performance technique, environnementale et économique.

Le scénario de référence PFA (Green constraint) ci-dessous est un des scénarios étudiés, d'autres scénarios ont été évalués également en faisant évoluer notamment le prix de l'hydrogène à la pompe et cout des composants. (Étude WAPO 2023, [Etude Vision'Air](#))





La filière automobile considère les objectifs exprimés par l'AFIR comme un minimum obligatoire mais l'objectif doit être plus ambitieux pour répondre aux besoins d'avitaillement d'un parc véhicule que nous estimons sur la base d'études mutualisées WAPO et Vision Air autour de 120 000 véhicules légers à l'horizon 2030 (avec un capacitaire installé annoncé à plus de 300 000) et quelques milliers de camions.

Proposition de la filière

Une des conditions de réussite majeure des différents plans – français ou internationaux - repose sur leur stabilité et leur capacité à accompagner les filières industrielles dans la durée et de leurs écosystèmes.

6.2 Les vallées hydrogène : des « mini-écosystèmes de l'hydrogène »

Les vallées hydrogène : des "mini-écosystèmes de l'hydrogène" véritables accélérateurs du développement de la filière hydrogène à l'échelle européenne

Les vallées hydrogène sont un concept européen défini par le Clean Hydrogen Partnership, un partenariat public-privé qui investit dans la recherche et le développement de technologies innovantes liées à l'hydrogène. Les vallées hydrogène sont des "zones géographiques - une ville, une région, une île ou un pôle industriel - où plusieurs applications de l'hydrogène, nouvelles et/ou existantes, sont combinées pour former un écosystème hydrogène intégré qui consomme une quantité importante d'hydrogène. Idéalement, ces projets couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : production, stockage, distribution et utilisations finales multiples".

Les vallées hydrogène sont essentielles pour relier la production d'hydrogène, le transport et une série d'applications de pointe - de la mobilité propre aux matières premières industrielles - en créant des pôles d'offre et de demande pleinement fonctionnels et durables. En d'autres termes, les vallées hydrogène sont des "mini-écosystèmes de l'hydrogène" qui ont le potentiel d'accélérer le développement du secteur de l'hydrogène dans l'UE.

Dès 2018 le Clean Hydrogen Partnership, le partenariat public privé européen sur l'hydrogène, a soutenu (taux de cofinancement de 20 à 30 %), le développement des premières vallées hydrogène dans l'UE avec un investissement de 35 millions d'euros, complété depuis 2021 par environ 100 millions d'euros pour 9 vallées dans l'UE. Dans le cadre du plan REPowerEU, la Commission a alloué 200 millions d'euros supplémentaires au partenariat pour l'hydrogène propre afin d'accélérer le déploiement des vallées hydrogène dans l'UE avec pour objectif 50 vallées hydrogène d'ici 2025. L'accès à d'autres financements publics européens, nationaux et

régionaux ainsi que la mobilisation d'investissements privés sont essentiels pour la réussite et la pérennité des vallées hydrogène.

Aujourd'hui, nous avons déjà plusieurs vallées hydrogène en Europe qui présentent l'écosystème de l'hydrogène au niveau local en rassemblant tous les éléments de la production, du stockage, du transport et de l'utilisation finale de l'hydrogène en un seul endroit.

La plateforme de la vallée de l'hydrogène (www.h2v.eu), lancée en janvier 2021 est une plateforme mondiale de partage d'informations, développée par le Clean Hydrogen Partnership dans le cadre du défi de l'innovation "Hydrogène renouvelable et propre" de Mission Innovation Clean Hydrogen Mission – Mission Innovation (mission-innovation.net)

7 Challenges à relever

7.1 Challenges techniques sur le véhicule pile à combustible

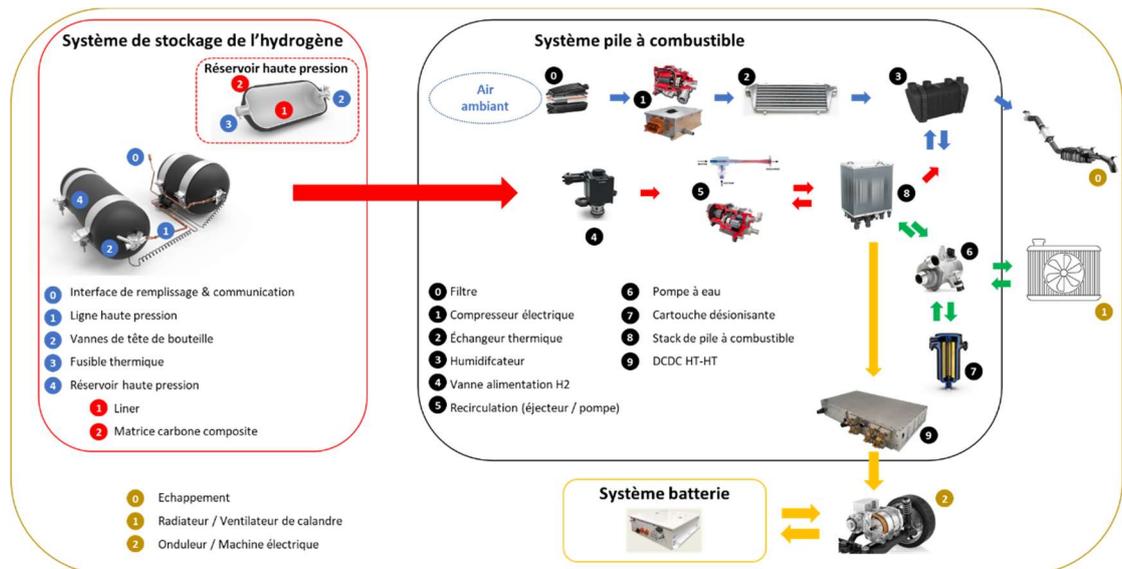
Quelle que soit la cible de véhicules envisagés (VP, VUL, Bus, Camions...), certains points sur les systèmes hydrogène reste à améliorer notamment en matière de coût.

	Maturité			Intégration			Coût		
	VP	VUL	PL	VP	VUL	PL	VP	VUL	PL
Pile à combustible									
Assemblage membrane électrode									
Plaque bipolaire									
Process d'assemblage				n.c.	n.c.	n.c.			
Durabilité				n.c.	n.c.	n.c.			
Système Pile à combustible									
Compresseur									
Humidificateur									
Tuyauterie H2									
Recirculation H2									
Management thermique									
Pompe de refroidissement									
Filtration d'air									
Contrôleur									
Capteurs / Actuateurs									
DCDC									
Système de Stockage de l'hydrogène									
Interface de remplissage									
Communication							n.c.	n.c.	n.c.
Ligne Haute Pression									
Vannes de tete bouteille									
Fusible thermique									
Réservoir haute pression									
Détendeur haute pression moyenne pression									
Réservoir cryogénique	n.c.	n.c.		n.c.	n.c.		n.c.	n.c.	
Composants cryogénique	n.c.	n.c.		n.c.	n.c.		n.c.	n.c.	
Intégration système									
Intégration physique							n.c.	n.c.	n.c.
Démarrage à froid				n.c.	n.c.	n.c.			
Détecteur hydrogène									

Challenges techniques sur les composants et process de fabrication d'un système pile à combustible hydrogène. Statut 2023 – écart à la cible

Les développements futurs de la technologie devront en priorité porter sur :

- Une forte réduction des coûts en particulier sur les briques technologiques suivantes : AME²⁷, réservoir, DCDC, et management thermique.
- L'intégration du système de stockage de l'hydrogène (réservoir comprimé ou liquide) dans les véhicules, sans concession sur la sécurité et l'habitabilité.
- La gestion thermique, en particulier pour les architectures « full power », sans concession sur la durabilité du système, l'aérodynamisme ou l'attractivité du style extérieur (un axe d'amélioration fort étant l'augmentation de la température de fonctionnement des piles à combustible).
- L'amélioration du rendement et de la durabilité des systèmes



7.2 Moteur ICE-H2

La technologie ICE H₂ est une alternative permettant à court terme de disposer de véhicules à faibles émissions en s'appuyant sur les motorisations actuelles.

Le rendement moteur (> 40%) et les niveaux d'émission sont adressables, dans la mesure où la nouvelle définition proposée dans l'amendement de la réglementation européenne (EU) 2019/1242, permet d'assouplir la définition de véhicule poids lourd zéro émission en passant d'une limite de 1 gCO₂/(t km) à 3 gCO₂/(t km) maximum.

La configuration principale du moteur est l'injection (de type DI ou PFI) et l'allumage par étincelle. L'adaptation est réalisable soit en mettant à jour ou en modernisant un moteur à combustion interne diesel, soit en améliorant un moteur à essence suralimenté à injection directe par une structure renforcée. Pour plus de détail on pourra se référer au document technique de la SIA «[Hydrogen Internal Combustion Engine](#)». Le post-traitement des NOx et des particules peut être largement repris des systèmes conformes à la norme Euro 6/Euro 7.

La technologie ICE H₂ est considérée comme robuste (basée sur de technologies thermiques connues), permettant une reconversion industrielle de la filière motoriste, moins dépendante aux matériaux stratégiques que l'électromobilité. Elle doit être considérée comme une technologie aidant également à la décarbonation de la mobilité et permettant un meilleur taux d'utilisation des stations dans une phase de transition. Néanmoins selon les types de véhicules (camion, véhicule utilitaire) elle ne pourra se déployer qu'avec un réseau de station plus dense que pour des véhicules dual power.

7.3 Challenge économique : vers la grande série

Pour les chaînes de tractions pile à combustible hydrogène, le challenge économique réside essentiellement dans la capacité de la filière à passer de la petite série à la grande série et assurer la production de masse en usine. L'effet volume est très significatif dès lors que l'on sera en mesure de dépasser pour les systèmes automobiles des volumes supérieurs

²⁷ AME : Assemblage Membrane / Electrode

à 10 000 unités par an. Au regard des projections faites en 2019 et la présente vision faite pour l’horizon 2030, des ajustements ont été réalisés en termes de coût des éléments constitutifs d’une chaîne de traction hydrogène.

La filière estime, sur la base des travaux WAPO 2023, un coût du système pile à combustible de l’ordre de 602€/kW en 2022 avec une cible 2030 de l’ordre de 125 à 170€/kW, un coût du système de stockage de l’hydrogène de 1411€/kg d’hydrogène stocké en 2022 et une cible à 620-740€/kg en 2030 pour les véhicules légers.

Evolution du coût des constituants de la chaîne de traction pile à combustible (WAPO 2023)

	Hypothèses	WAPO 2023
Pack batterie	Point de départ (2022)	190 €/kWh
	Cible 2030	92 – 103 €/kWh
Pile à combustible	Point de départ	488 €/kW
	Cible 2030	70-90 €/kW
Système Pile à Combustible	Point de départ (2022)	602 €/kW
	Cible 2030	125 – 170 €/kW
Système de stockage H ₂	Point de départ (2022)	1411 €/kgH ₂
	Cible 2030	620 – 740 €/kgH ₂
Prix de l’hydrogène à la pompe	Point de départ (2022)	12 €/kgH ₂
	Cible 2030*	7 – 9 – 11 €/kgH ₂
Autres composants de la chaîne de traction	Point de départ (2022)	22 €/kW
	Cible 2030	17 €/kW

*Hors Tiruert

7.4 Un hydrogène propre et compétitif

La question du coût de l’hydrogène et de son intensité carbone est essentielle dans l’écosystème hydrogène.

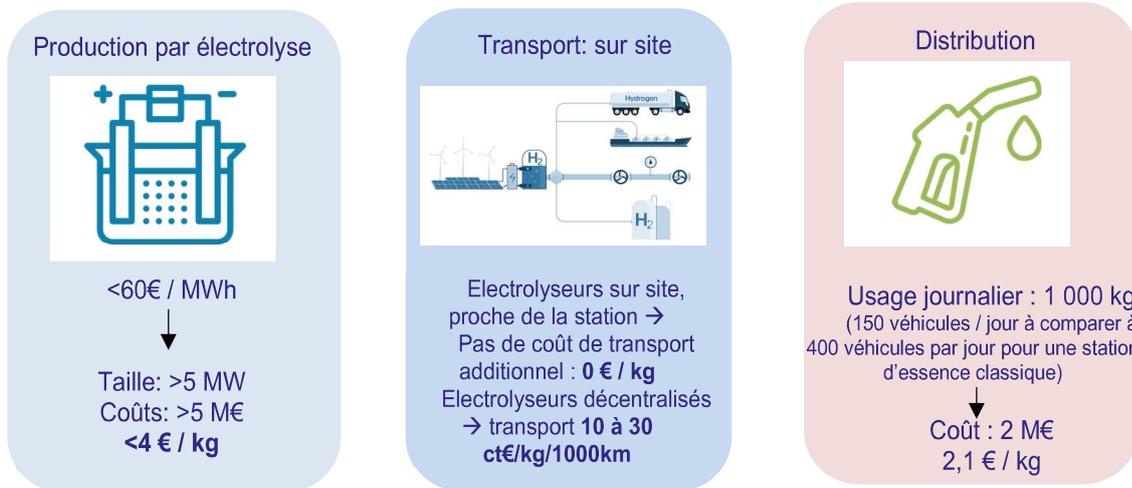
Le prix de vente de l’hydrogène doit être compatible d’un coût à l’usage compétitif pour les clients et d’un business model équilibré pour la chaîne industrielle amont.

Les principaux inducteurs de coût de l’hydrogène sont :

- Le type de production : vapo-reformage de gaz (éventuellement couplé à du CCS²⁸), électrolyse centralisée ou sur site
- Le coût de l’énergie primaire : électricité ou gaz
- L’amortissement des investissements
- Le type de transport et la distance station/production : sous forme gazeuse / liquide, par camion, par pipe-line, faiblement ou fortement compressé
- Le type de stockage associé (en surface, en cavités)
- Coûts de distribution (entre autres dépendant du dimensionnement et du taux de charge des stations)
- Les scénarios de taxation et de marge

Les prix actuels se situent entre 10 et 15 €/kg en 2024.

²⁸ CCS : Carbon Capture and Storage



Décomposition du cout de l'hydrogène vert à horizon 2035 délivré à la station

Le caractère décarboné et renouvelable de l'hydrogène devra être conforme aux directives européennes en la matière (voir paragraphe 4.1).

Une roadmap de production / stockage / distribution d'hydrogène vert et compétitif est à soutenir.

Un focus particulier doit être mis sur la problématique de stockage longue durée, à la fois sur les solutions, la faisabilité technologique et sur les conditions économiques ; la mobilité doit également bénéficier d'un accès aux sites produisant massivement de l'hydrogène pour usages industriels, et le transport de l'hydrogène par pipeline à partir d'électrolyseurs semi centralisés.

Nécessité de disposer d'un mécanisme de compensation permettant de ne pas défavoriser les territoires moins bien desservis pour disposer d'un cout hydrogène harmoniser à l'instar du prix de l'électricité (proximité de la station d'un site de production/consommation forte vs zone plus isolée)

7.5 La TIRUERT levier pour un hydrogène compétitif à la pompe

La TIRUERT signifie Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Énergie Renouvelable dans le Transport. Cette taxe a été introduite en 2022 dans le code des douanes et est venue remplacer la TIRIB (Taxe Incitative Relative à l'Incorporation de Biocarburants). L'État français, dans la trajectoire des textes européens et en particulier de la Directive (UE) 2018/2001, définit ainsi les objectifs d'incorporation d'énergie renouvelable que doivent respecter les pétroliers et distributeurs de carburants routiers et aériens. Si ces derniers ne peuvent atteindre leurs objectifs, ils doivent payer une pénalité dont le prix est en général bien supérieur au prix des carburants renouvelables dans le transport. Si ces professionnels ne peuvent atteindre leurs objectifs, ils doivent se tourner vers des vendeurs de certificats. La TIRUERT permet en effet aux opérateurs et distributeurs de carburants alternatifs d'émettre des certificats d'énergie renouvelable qui sont vendus aux distributeurs de carburants conventionnels. Ces derniers utilisent ensuite ces certificats pour remplir leurs obligations d'incorporation d'énergie renouvelable et ainsi éviter de payer la taxe.

La loi de finances pour 2023 a proposé d'intégrer l'hydrogène bas-carbone à la TIRUERT, à compter du 1er janvier 2024 qui s'appliquera en complément du dispositif de soutien à la production de certaines catégories d'hydrogène. La TIRUERT est un mécanisme stratégique pour les acteurs de l'avitaillement hydrogène qui va permettre l'accélération du déploiement des stations de recharge hydrogène et surtout de pouvoir faire baisser le prix du kg d'hydrogène distribué avec une incitation plus forte sur l'hydrogène bas carbone grâce au multiplicateur compte double

Grands principes de fonctionnement

La Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT) fonctionne en donnant un signal prix / pénalité à des obligés, i.e. les distributeurs de carburants conventionnels (fossiles), en cas de non-atteinte d'un objectif donné d'incorporation d'énergie renouvelable.

A partir de ces éléments (signal prix + quantités d'énergies considérées en PCI + multiplicateur applicable), la valeur théorique de l'hydrogène sur le « marché » TIRUERT pourra être calculé.

En d'autres termes, quel surcoût les distributeurs de carburants conventionnels seraient prêts à assumer « *de leur poche* » pour distribuer de l'hydrogène renouvelable (et bas-carbone dès 2024), afin de ne pas avoir à s'acquitter de la TIRUERT. Ce qui doit mécaniquement réduire le coût de l'hydrogène à la pompe.

Mais

- L'hydrogène est « *en concurrence* » avec d'autres énergies renouvelables. De ce fait l'obligé (i.e le distributeur de carburant conventionnel) risque fort de retenir le mix d'options lui permettant d'éviter de s'acquitter de la TIRUERT à moindre coût.
- Il est impossible de prévoir une valeur fixe, le « cours » de la TIRUERT (i.e la propension à payer des obligés pour chaque GJ d'énergie renouvelable) étant fluctuant au cours de l'année. Or une valeur fixe sur plusieurs années est une condition essentielle pour le passage à la mobilité hydrogène notamment dans le transport routier de marchandises ou le poste énergie pèse lourd sur le TCO

C'est ce risque de taxe qui va conduire les distributeurs de carburants conventionnels à avoir une certaine propension supplémentaire à payer pour :

- Soit distribuer de l'énergie renouvelable
- Soit acheter des certificats de distribution d'EnR à d'autres distributeurs

Pour diverses raisons, et avec des hypothèses assez conservatives, France Hydrogène a retenu une fourchette moyenne de 2,35-3,29€/kg H₂, et de 4,7-6,6€/kg H₂ lorsque le multiplicateur compte double est applicable

Lorsqu'un distributeur (station) d'hydrogène est un obligé de la TIRUERT, ou lorsque l'obligé achète des droits TIRUERT à un *pure player* de la distribution d'hydrogène, un acteur dans la chaîne est prêt à payer un surcoût pour s'approvisionner / distribuer de l'hydrogène, réellement ou virtuellement (i.e par cession-acquisition) de droits.

Ce qui se répercute positivement sur le prix de l'hydrogène à la pompe.

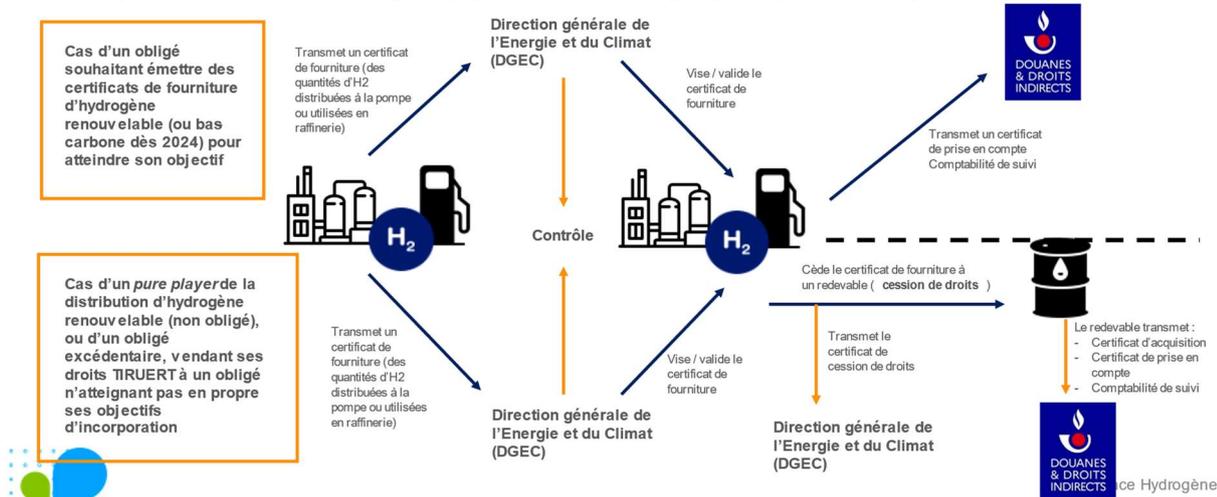
Il reste néanmoins des points en suspens :

- Si l'hydrogène renouvelable est bien théoriquement inclus depuis le 1^{er} janvier 2023 dans l'assiette TIRUERT, il manque le décret d'application. A l'instar du retard qu'il y a eu pour le « décret TIRUERT électrique », un retard d'une dizaine de mois est probable.
- Ce décret devra notamment indiquer les conditions de métrologie légale / compteur homologué à respecter pour pouvoir émettre des certificats, ainsi que le temps de transition pour y arriver.
- Il n'est pas impossible que le PLF 2024 prévoit d'appliquer le multiplicateur compte double également à l'hydrogène bas-carbone, en plus de l'hydrogène renouvelable.

TIRUERT hydrogène

Ci-dessous les deux schémas aboutissant à une valorisation de l'hydrogène, sachant que l'hydrogène (tout comme l'électricité) peut contribuer indifféremment à l'atteinte de l'objectif essence ou gazole, à la discrétion du redevable.

Nota : l'hydrogène inclus dans l'assiette TIRUERT peut soit être utilisé de manière directe dans une pile à combustible pour la propulsion des véhicules, soit dans la production de certains carburants de synthèse, soit pour les besoins du raffinage de produits pétroliers ou de l'hydrotraitement de la biomasse.



Proposition de la filière :

S'assurer du fléchage de la TIRUERT vers l'hydrogène.

S'assurer d'une vision pluriannuelle afin d'assurer un coût de l'hydrogène stable sur plusieurs années.

7.6 Un tissu de fournisseurs sur le territoire couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur

Capacité des acteurs (connus de la PFA) actifs et potentiels sur les technologies piles à combustible à hydrogène

		France	Europe
Stack	Assemblage membrane électrode	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Membrane	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Plaque bipolaire	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Assemblage / packaging du stack	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Système PàC	Compresseur	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Tuyauterie Hydrogène (injection, purge)	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
	Gestion thermique (échangeur / ventilateur)	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Recirculation H2 (active / passive)	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
	Filtration d'air	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
	Contrôle / commande	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Capteurs	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Système de stockage de l'H2	DCDC	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
	Réservoir	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
	Tête de bouteille	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
	Ligne de remplissage – Safety	Acteurs potentiels	Acteurs positionnés
		Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Intégration système	Constructeurs, intégrateurs	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Production H2	Electrolyseur	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Distribution H2	Transport, Station	Acteurs positionnés	Acteurs positionnés
Economie circulaire	Economie circulaire, recyclage	Acteurs potentiels	Acteurs potentiels

acteurs positionnés
 acteurs potentiels
 Peu ou pas d'acteurs identifiés

Afin d'accompagner les développements futurs de la technologie des compétences clés sont à développer et renforcer au niveau Français et Européen, en particulier les compétences qui permettront :

- Le développement d'AME au meilleur niveau de performance (élévation de la température de fonctionnement et coût amélioré)
- Le développement de technologies de compresseur à un coût compatible d'une production de masse
- L'amélioration du coût des solutions de stockage d'hydrogène
- Le développement de l'économie circulaire qui reste à construire et à évaluer
- Le développement de convertisseur de tension DCDC à un coût compétitif
- Le développement de système d'humidification robuste et à un coût compétitif

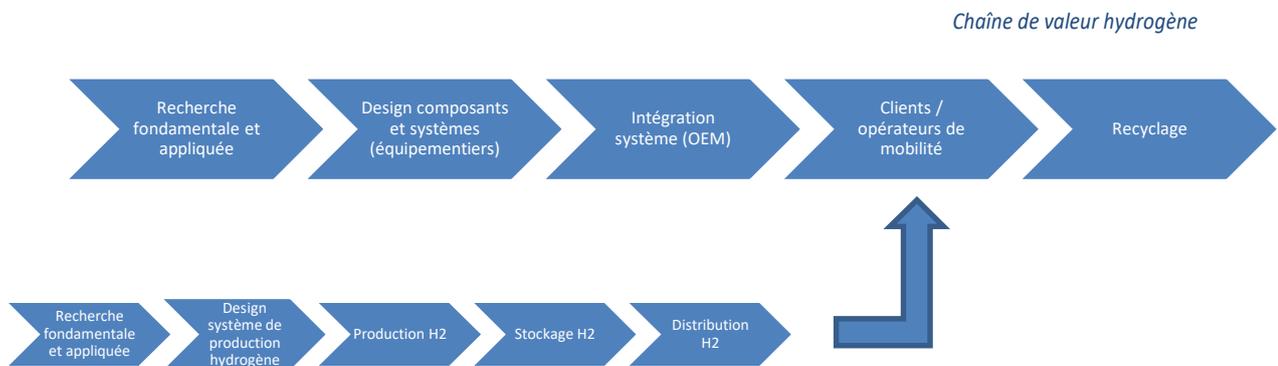
Proposition de la filière :

Mettre en place les conditions pour la construction d'une filière de recyclage des piles à combustibles et des réservoirs d'hydrogène en France et en Europe.

Augmenter le nombre d'acteurs sur les composants de la ligne de remplissage H2 (réceptacle, tête de bouteille, fusible thermique...) en France et Europe.

7.7 Un accompagnement politique

Des financements en accompagnement à la R&D, au déploiement des infrastructures et des véhicules sur la totalité de la chaîne de valeur sont proposés pour permettre de passer à l'échelle industrielle.



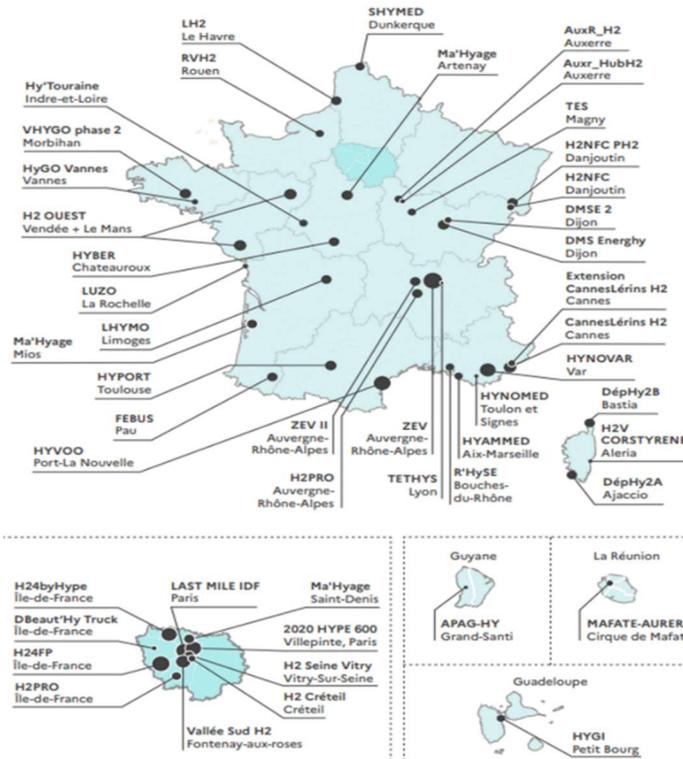
L'hydrogène répond au besoin de longue autonomie et d'usages intensifs, notamment pour les flottes captives qui parcourent de longues distances en flux tendu : Véhicules Utilitaires Légers (VUL), Poids Lourds (PL), bus, Véhicules de Collecte des Ordures (VCR).

A cet effet il nous apparaît indispensable de renforcer la stratégie nationale proposée sur le volet mobilité sur les axes suivants :

1. Soutien à la demande des premiers véhicules hydrogène permettant un surcoût acceptable par rapport au véhicule thermique jusqu'à l'atteinte de volumes suffisants pour s'affranchir des subventions.
2. Un hydrogène bas carbone compétitif à la pompe
3. Un réseau de stations hydrogène adapté aux ambitions de déploiement

La stratégie pour le développement d'un hydrogène décarboné en France a été annoncée par le gouvernement le 8 septembre 2020. Elle prévoyait 7,2 milliards d'euros de soutien public d'ici 2030, dont 2 milliards d'euros d'ici 2022, dans le cadre de France Relance et des Investissements d'Avenir, auxquels se sont rajoutés 1,9 milliard d'euro en 2021 dans le cadre du plan France 2030.

Dans le cadre de France Relance, des projets de R&D et d'intégration de technologies hydrogène ont d'ores et déjà été soutenus. Un dispositif d'aide « briques technologiques et démonstrateurs hydrogène » et l'appel à projets « écosystèmes territoriaux » opéré par l'ADEME ont permis de soutenir la production par électrolyse et la mobilité hydrogène.



Au niveau européen, le financement a été défini pour permettre le développement de grands projets afin d'assurer la mobilité H2. Les financements européens ont augmenté sur les technologies H2 mais aucun mécanisme de subvention n'est disponible pour faciliter les premiers déploiements de véhicules (légers et lourds).

Des projets d'envergure pouvant bénéficier d'un accompagnement dans le cadre du PIIEC (Projets Importants d'Intérêt Commun Européen) ont bénéficiés d'ores et déjà au tissu industriel français, avec le lancement de giga factories ouvrant la possibilité au passage à la production en série à des coûts compétitifs.

Dans le cadre des PIIEC, 4 vagues ont été notifiées dont la dernière Hy2Move au mois de mai 2024, plusieurs projets français d'acteurs de la mobilité ont été retenus dans le PIIEC Hy2Tech et Hy2Move et dotés d'un large support financier. Pour la mobilité routière :

- Symbio (JV de Michelin, Forvia et Stellantis) : R&D sur les piles à combustible pour la mobilité, et gigafactory de PAC.
- Forvia : R&D et gigafactory de réservoirs pour la mobilité hydrogène.
- OPmobility: R&D et gigafactory de réservoirs pour la mobilité hydrogène.
- Arkema : R&D et production de matériaux et composants pour réservoirs et piles à combustible.
- Hyvia (JV Renault - Plug Power) : Développement de véhicules à hydrogène et des briques associées.
- Michelin : Technologie pile à combustible

Et d'autres partenaires français de la filière : Genvia, Alstom, McPhy, Elogen, John Cockerill, Hydrogène de France, Gen-Hy Cube, Airbus, Air Liquide, Total Energie, Engie.

8 Infrastructure hydrogène

8.1 Production / Stockage / Transport

Production

Différentes techniques de production existent :

- Le reformage du gaz naturel à la vapeur d'eau est actuellement la technique la plus répandue. La réaction conduit à la production de l'hydrogène et également de CO₂. Le CO₂ émis par ce procédé peut éventuellement être capté et stocké (Carbon Capture & Sequestration) pour produire un hydrogène décarboné. Il est également possible d'utiliser directement du biométhane pour produire un hydrogène décarboné
- L'hydrogène peut également être produit à partir d'eau et d'électricité, on parlera d'électrolyse de l'eau. Lors de ce processus l'électrolyseur sépare la molécule d'eau en dihydrogène et dioxygène.
- La gazéification permet de produire par combustion du charbon, un mélange de CO et de dihydrogène.

A l'heure actuelle la majorité de l'hydrogène est produit à partir d'hydrocarbures (pétrole, gaz naturel et charbon), solution la moins coûteuse mais émettrice de CO₂. Il est donc nécessaire avec cette voie de production de capter, de stocker voire de ré-utiliser ce CO₂ pour disposer d'un hydrogène bas-carbone. L'électrolyse d'eau opérée à partir d'électricité décarbonée (éolienne, solaire) permet de disposer d'un hydrogène dit « renouvelable », celui produit à partir d'électricité peu carbonée (nucléaire) sera dit « bas-carbone ».

Stockage souterrain

La contribution croissante des énergies renouvelables dans le réseau électrique et leur caractère intermittent crée un décalage temporel important entre l'offre et la demande. L'intégration croissante des ENR nécessitera de recourir à des solutions de stockage massif de l'énergie. L'une de ces solutions consiste à convertir l'électricité produite en hydrogène par électrolyse de l'eau, puis à le stocker dans le sous-sol. Le stockage souterrain de molécules de gaz est rentable, respectueux de l'environnement et adapté au stockage de grandes quantités (par ex. plus de 200 GWh par caverne de sel ou plus de 1000 GWh dans un champ de gaz).

Dans le monde, il existe déjà plus de 600 sites de stockages souterrains, essentiellement dédiés à ce jour au stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures, dont 23 en France. Ces stockages ont été réalisés à une profondeur de 1400 m au maximum, dans des cavités de 600 000 m³ de volume maximal où l'hydrogène est stocké à une pression élevée pouvant atteindre 15 MPa (150 bar).

Parmi toutes les options à l'étude, le stockage en cavités salines apparaît aujourd'hui comme la solution la plus mature pour répondre aux besoins de la transition énergétique, du fait notamment de l'étanchéité naturelle remarquable offerte par le sel.

La combinaison de l'ENR, des électrolyseurs et du stockage géologique peut donc fournir un moyen de capturer et de conserver l'énergie renouvelable à une échelle sans précédent pour satisfaire des demandes énergétiques variant dans le temps.

Les sites de stockage (cavités salines) sont en cours de développement avec notamment de nombreux projets en Europe, et sont bien positionnés vis-à-vis des hubs de consommation (Hypster proche de la Vallée de la Chimie avec 44 tonnes initialement avec des extensions possibles à 6000 tonnes, GéoH2 près de Fos avec 6000 tonnes, SaltHy en Allemagne avec 5000 tonnes d'H₂). Nous en trouvons également aux US à 200km au sud de Salt Lake City.



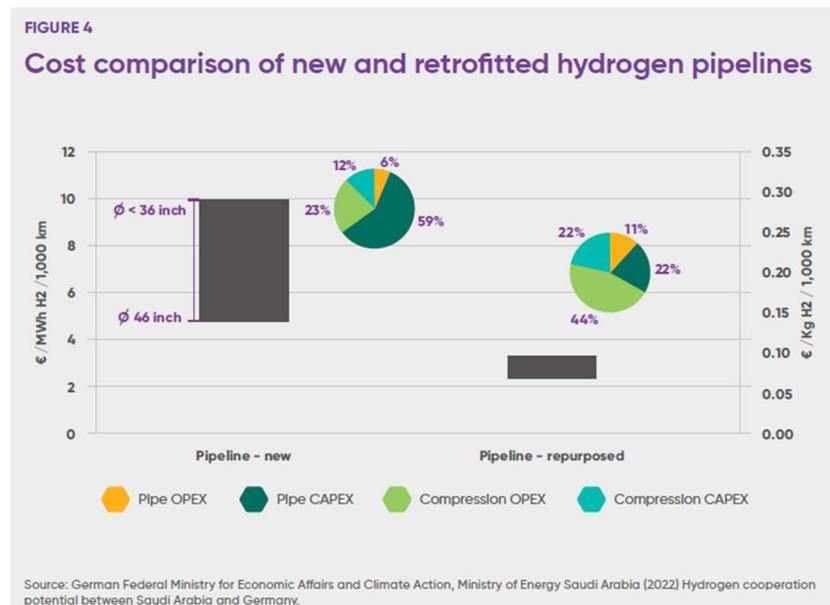
Afin d'obtenir un coût de l'H2 distribué il est nécessaire de travailler sur plusieurs aspects de la production, au transport jusqu'à la distribution. Le transport de l'H2 peut se réaliser de différentes façons qu'il est important de déployer & améliorer.

Transport de l'hydrogène

Le transport de l'hydrogène peut être assuré de différente façon. On distinguera ici 3 principales voies de distribution depuis un centre de production vers un point d'utilisation, ces voies pouvant être complémentaires pour atteindre les points de distribution les plus isolés.

- Les hydrogénoducs :

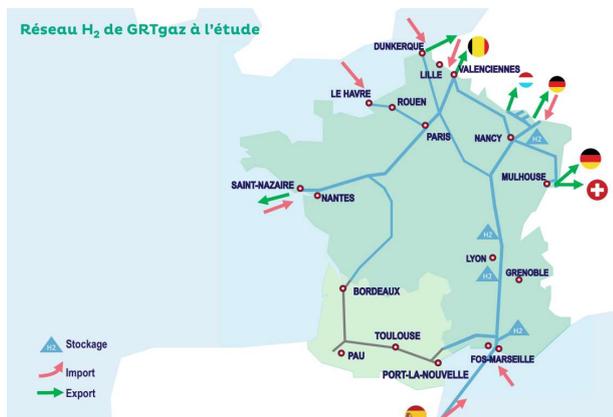
Ces canalisations industrielles permettent d'acheminer de grandes quantités d'hydrogène sous forme liquide ou gazeuse (typiquement à 25bars), c'est cette dernière forme qui est retenue pour le transport de l'hydrogène sur de longues distances avec des coûts relativement faible (10 à 30 centimes d'euros par kgH2 et par 1000km).



Coût de l'hydrogène transporté par hydrogénoducs.

Comme le présente les 2 cartes ci-dessous des projets de constructions d'infrastructures H2 par hydrogénoducs sont en cours d'étude et de réalisation pour du transport nationale ou trans-national. On pourra citer en particulier le projet H2med²⁹ impliquant 5 pays Européens visant une capacité de transport de 2 millions de tonnes d'H2 en 2030.

²⁹ <https://h2medproject.com/>



Projets H2 de GRTgaz à l'étude et en développement

- Tube Trailer comprimé

Il s'agit de semi-remorques composées de plusieurs réservoirs d'hydrogène hyperbares (réservoirs jusqu'à 500 bars), Elles peuvent se présenter sous plusieurs formes, les plus fréquemment utilisées se présentent sous la forme de semi-remorques constitués de long cylindres allongés (5 à 11 mètres) ou sous forme d'assemblage de plusieurs dizaines de réservoirs de plus faibles contenances containerisé pouvant offrir jusqu'à 1 tonne de capacité par semi-remorques.



Exemples de semi-remorques pour le transport d'hydrogène comprimé

- Tube trailer liquide :

Le transport de l'hydrogène sous forme liquéfié est également possible avec une capacité par semi-remorque supérieure à 4 tonnes d'hydrogène³⁰ permettant ainsi d'alimenter des stations de grandes capacités.



Exemples de semi-remorques pour le transport d'hydrogène liquide

8.2 Station de remplissage hydrogène

³⁰ <https://www.cryolor.com/sites/cryolor/files/2023-03/cryolor-lh2-brochure-03.23-sd.pdf>

Une station de distribution d'hydrogène (HRS – Hydrogen Refueling Station), remplit 4 fonctions, avec un objectif qui est l'avitaillement du véhicule :

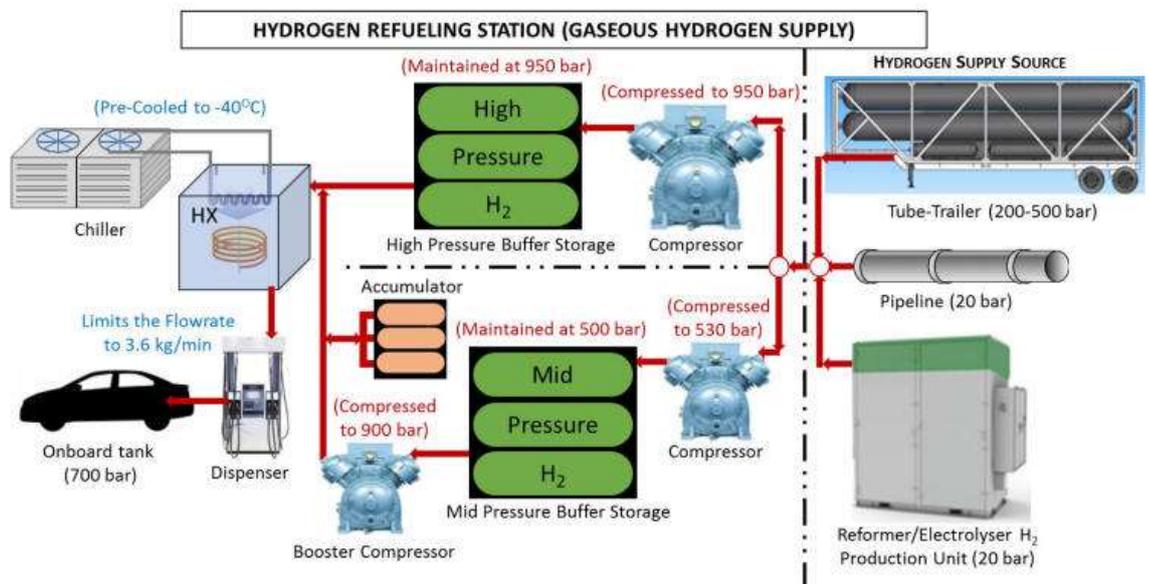
1. Stocker l'hydrogène, produit localement ou livré par des trailers ou un pipeline, généralement entre 50 et 200 bar.
2. Comprimer l'hydrogène dans un réservoir tampon, à une pression supérieure à la pression souhaitée dans le réservoir du véhicule, par exemple 900 bar pour un remplissage à 700 bar.
3. Refroidir l'hydrogène, afin de prévenir la surchauffe lors du remplissage du réservoir du véhicule (en-deçà de 85°C dans le réservoir).
4. Distribuer l'hydrogène : le véhicule est avitaillé grâce à un « dispenser » qui relie la station au véhicule par un pistolet de remplissage. La station et le véhicule échangent des données au cours du remplissage.

L'avitaillement est donc réalisé par cascade, d'un stockage tampon à 900 bar (par exemple) vers le réservoir du véhicule, jusqu'à ce que sa pression maximale soit atteinte. Les caractéristiques physiques de l'hydrogène (coefficient de Joule-Thomson négatif) entraînent un échauffement du gaz lors de sa détente. C'est la raison pour laquelle un échangeur de chaleur et une unité de refroidissement sont nécessaires pour limiter cette surchauffe et optimiser la durée de remplissage.

La performance d'une station H2 sera essentiellement déterminée par :

- L'endurance (nombre de véhicules pouvant être alimentés d'affilée) ; on parle de « back-to-back ». Cette endurance sera liée à :
- La capacité du compresseur à remplir le réservoir tampon
- Le dimensionnement du réservoir tampon (kg d'H2 stockés).
- La vitesse de remplissage (débit d'hydrogène, de la station au réservoir du véhicule), essentiellement liée à la capacité de refroidissement. Dans une moindre mesure, la température ambiante va également avoir un impact sur la durée de remplissage.

Description d'une station



En complément de spécifications techniques, le propriétaire ainsi que l'utilisateur potentiel d'un véhicule à hydrogène doivent disposer de certains éléments afin de faciliter l'accès et l'utilisation de l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène améliorant ainsi l'attractivité de la mobilité hydrogène du point de vue client.

L'information sur l'infrastructure :

Afin de pouvoir localiser une station hydrogène, il est indispensable de disposer d'une cartographie évolutive, fiable, agnostique de marque de l'infrastructure de ravitaillement public en hydrogène.

Afin de disposer d'une cartographie de l'infrastructure conforme aux dispositions de l'article R641-26 du code de l'énergie : Il est nécessaire de faire appliquer l'obligation de remontée d'information auprès des services de l'état de l'information relative à l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène, afin de pouvoir proposer une cartographie de l'infrastructure publique composée d'informations directement issues de l'aménageur ou l'exploitant de l'infrastructure.

Cette cartographie doit être basée sur un jeu de données administré et hébergé sur le point d'accès national aux services d'information sur les déplacements <https://transport.data.gouv> conformément aux dispositions de l'article R641-25 du code de l'énergie.

Tout ceci constitue une première brique vers une itinérance des véhicules à hydrogène sur le territoire français grâce à une cartographie fiable et disponible en source ouverte.

Un complément d'information sous la forme d'un recensement des projets d'infrastructure de ravitaillement en hydrogène ayant dépassé un stade de décision finale d'investissement est souhaitable et permettrait de fournir des perspectives aux clients potentiels sur l'évolution de l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène.

L'accès et utilisation de l'infrastructure :

En complément des informations permettant l'identification de l'infrastructure, il convient également de faciliter l'accès et l'usage de l'infrastructure hydrogène dans l'optique d'atteindre une forme d'interopérabilité. Certaines orientations relatives à l'itinérance et l'interopérabilité de l'infrastructure sont d'ores et déjà inscrites au sein de l'article R641 du code de l'énergie.

Il convient d'uniformiser les conditions d'accès et d'utilisation de l'infrastructure, en priorité les conditions d'accès à l'infrastructure aussi bien sur le plan physique que sur les conditions d'accès à la fourniture en hydrogène.

Il devient impératif que l'infrastructure hydrogène soit dotée d'un accès direct à la voie publique et cela sans authentification nécessaire ni barrière à l'entrée.

Il est indispensable d'accélérer le déploiement des solutions de paiement par carte bancaire sur l'infrastructure hydrogène afin de faciliter l'itinérance des véhicules hydrogène et de se libérer des contraintes liées au paiement en station. Cependant, dans l'attente de la généralisation du paiement par carte de crédit en station hydrogène, il est nécessaire d'informer le consommateur sur les modalités d'accès à l'hydrogène : modalité du contrat d'approvisionnement en hydrogène et compatibilité avec les divers réseaux de stations hydrogène en France, nécessité d'un badge ou d'une solution digitale pour l'accès et l'authentification en station, etc...

En complément de ces informations indispensables pour l'interopérabilité immédiate de l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène, il faut aller plus loin dans une perspective d'interopérabilité complète et d'amélioration de l'attractivité de la mobilité hydrogène en profitant du RETEX du déploiement de l'EV en tirant les bonnes pratiques en matière d'interopérabilité afin d'orienter le déploiement progressif de l'infrastructure hydrogène.

Certaines informations en temps réel sur l'état de l'infrastructure sont souhaitables afin de faciliter l'expérience de remplissage. En commençant par la présence obligatoire d'une interface homme-machine (IHM) en station afin d'afficher de manière explicite les informations lors du processus de remplissage, incidents de remplissage, fin de remplissage etc..

En complément de cet IHM, il est également souhaitable de pouvoir connaître le statut en temps réel de la station (maintenance, re-compression, hors-service etc..), la quantité d'hydrogène disponible et la capacité journalière, la capacité de remplissage successive ainsi que des informations sur l'intensité carbone de l'hydrogène dispensé (renouvelable, bas-carbone, carboné).

Ces éléments peuvent aussi bien être mis à disposition lors de l'entrée en station mais également au sein des points d'intérêts d'une cartographie de l'infrastructure disponible en source ouverte.

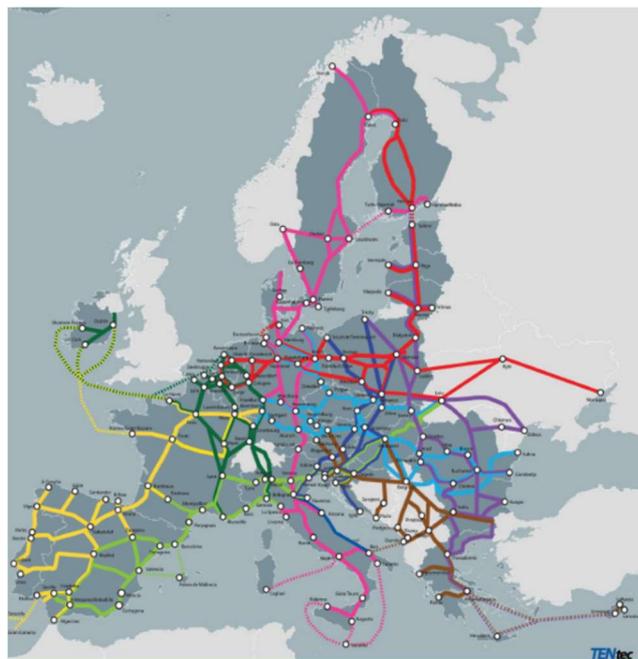
La mise à disposition de ces informations complémentaires ne ferait que renforcer les dispositions relatives à l'interopérabilité prises au sein de l'article R641-21 du code de l'énergie.

Déploiement de l'infrastructure de distribution

La PFA, France Hydrogene et IRT System X ont mené en 2023 une étude permettant de mesurer le besoin d'infrastructures en prenant pour base un parc de 341000 VL/VUL et de 11000 camions. Pour servir ce parc un total de 915 stations chargé à minima à 50% de ses capacités de stockage serait nécessaire



Répartition spatiale des 915 stations de remplissage H₂.



Les stations de recharge hydrogène devront selon l'AFIR est installées tous les 200km et sur les nœuds urbains du réseau prioritaire européen (Core TEN-T). Celui-ci a évolué suite à l'accord politique du 18 décembre 2023 (voir ci-dessus)



FILIÈRE
AUTOMOBILE
& MOBILITÉS

A aujourd'hui la prévision 2030 est une flotte de 150.000 véhicules dont 9.000 camions permettant le déploiement de 400 stations de remplissage H2.

Proposition de la filière :

Besoin de déploiement rapide de l'infrastructure adaptée au besoin de déploiement de la mobilité intensive, lourde et légère...

9 Annexe au chapitre 4 (Réglementations)

Cette annexe développe le contenu des réglementations synthétisées dans le chapitre 4.

Pour rappel, les catégories de véhicules dans ce document font référence aux définitions de l'article 4 de la réglementation (UE) 2018/858 :

a) la catégorie M comprend les véhicules à moteur conçus et construits essentiellement pour le transport de passagers et de leurs bagages ; elle est subdivisée comme suit :

i) catégorie M1 : véhicules à moteur ne comprenant pas plus de huit places assises en plus de celle du conducteur et n'ayant pas d'espace pour des passagers debout, que le nombre de places assises se limite ou non à celle du conducteur ;

ii) catégorie M2 : véhicules à moteur comprenant plus de huit places assises en plus de celle du conducteur et ayant une masse maximale qui n'excède pas 5 tonnes, que ces véhicules à moteur aient ou non un espace pour des passagers debout ;

iii) catégorie M3 : véhicules à moteur comprenant plus de huit places assises en plus de celle du conducteur et ayant une masse maximale supérieure à 5 tonnes, que ces véhicules à moteur aient ou non un espace pour des passagers debout ;

b) la catégorie N comprend les véhicules à moteur conçus et construits essentiellement pour le transport de marchandises ; elle est subdivisée comme suit :

i) catégorie N1 : véhicules à moteur ayant une masse maximale qui n'excède pas 3,5 tonnes ;

La réglementation (EC) No 715/2007 définit 3 classes de véhicules N1 :

- Classe 1 : N1 ayant une masse de référence³¹ ≤ 1305kg
- Classe 2 : N1 ayant une masse de référence > 1305kg et ≤ 1 760kg
- Classe 3 : N1 ayant une masse de référence > 1760kg

ii) catégorie N2 : véhicules à moteur ayant une masse maximale supérieure à 3,5 tonnes sans excéder 12 tonnes

iii) catégorie N3 : véhicules à moteur ayant une masse maximale supérieure à 12 tonnes.

Réglementations sur la sécurité hydrogène des véhicules

Règlement UN-R134 :

Les exigences établies dans le règlement UN-R134 adressent la sécurité du système de stockage hydrogène comprimé (hydrogène gazeux sous haute pression jusqu'à 700 bars), des composants principaux de sécurité et de l'installation du système et composants hydrogène sur les véhicules de type M et N (incluant l'embout de remplissage, les canalisations/raccords et la pile à hydrogène).

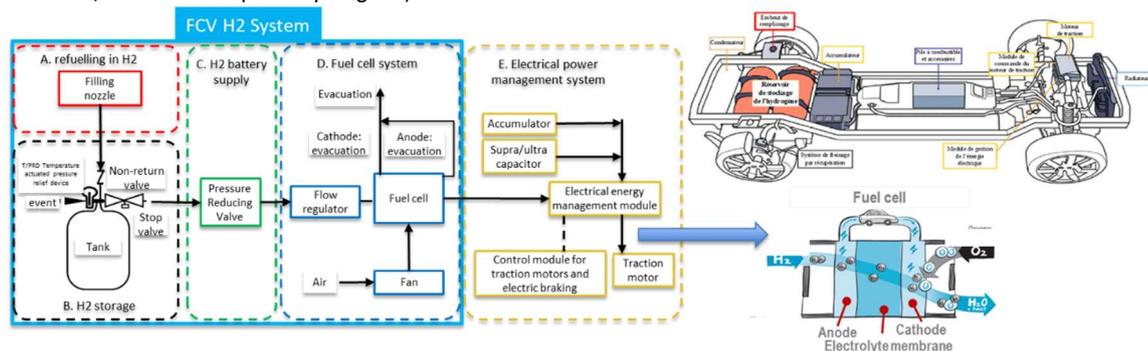


Figure 2 - Schéma de principe des principaux systèmes d'un véhicule pile à hydrogène

Le développement de la mobilité hydrogène, à des coûts raisonnables et en garantissant un niveau de sécurité optimale, serait favorisé par des évolutions réglementaires basées sur des critères de performance et non pas par des limitations/restrictions sur la conception des véhicules, systèmes et composants hydrogène.

En partant de ce point de vue, les évolutions attendues de la réglementation en vigueur offriront la possibilité d'homologuer des systèmes de stockage hydrogène avec une durée de vie en service allant jusqu'à 25 ans (usage

³¹ masse du véhicule en ordre de marche moins la masse uniforme du conducteur de 75 kg, augmentée d'une masse uniforme de 100 kg

véhicules transport de marchandises) et aussi de déployer des nouvelles technologies de réservoir (exemple des réservoirs polymorphes) permettant ainsi l'optimisation de la capacité de stockage à bord (masse d'hydrogène) par rapport au volume occupé (afin d'augmenter l'autonomie du véhicule).

Règlement d'exécution (UE) 2021/535 :

Le Règlement (UE) 2021/535 vient compléter le règlement R134 pour la réception part type des véhicules en Europe. Il adresse les prescriptions portant sur la sécurité des systèmes de stockage d'hydrogène liquide et sur les critères qualité matériaux (compatibilité des matériaux avec l'hydrogène).

Règlementation Technique Mondiale n°13 (RTM13 / GTR13) :

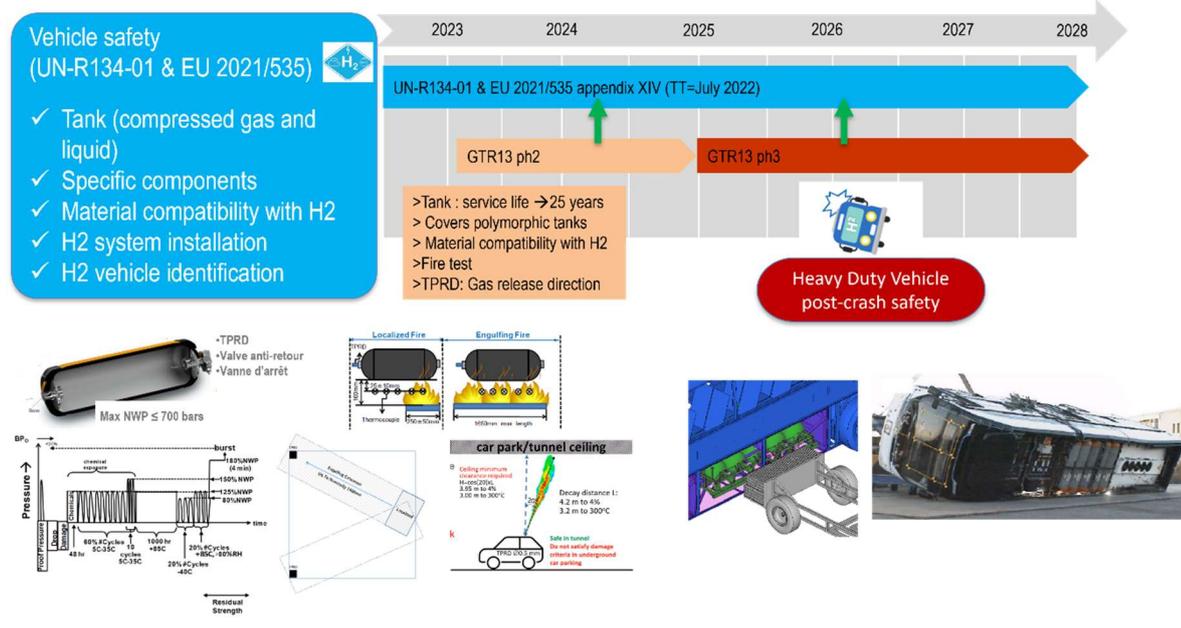
La réglementation GTR13 des Nations Unis du 27 juin 2013 (GTR13 Phase 1) harmonise au niveau mondial les spécifications de sécurité pour les véhicules de transport de personnes de catégories 1-1 (M1) et 1-2 (M2), ayant un poids total en charge (PTC) inférieur ou égal à 4 536 kg. Les prescriptions techniques sont alignées sur celles du R134.

Par ailleurs, le projet d'amendement GTR13 Phase 2³² a été adopté au Groupe de travail de la sécurité passive (GRSP) en décembre 2022 et est soumis au vote du WP29 (Juin 2023).

La phase 2 du GTR13 vient compléter les exigences de la phase 1 :

- Elargissement du champ d'application à toutes les catégories de véhicule de transport de personnes (M) et aux véhicules commerciaux (N) ;
- Elargissement du champ d'application aux moteurs à combustion interne fonctionnant à l'hydrogène (H₂ ICE)
- Intégration des exigences sur la compatibilité à l'hydrogène des matériaux ;
- Obligation de montage d'un TPRD directement sur le réservoir sous pression ; Des TPRD additionnels peuvent être déportés du réservoir, à condition que l'ensemble respecte les exigences de durabilité et de sécurité.
- Eviter certaines orientations du TPRD : éviter le jet horizontal, ne pas diriger le jet vers les issues d'un bus.
- La pression d'éclatement initial minimum pour les réservoirs composites est fixée à 200% de la pression de service nominale ;
- Une mise à jour des procédures d'essais permettant l'homologation des réservoirs polymorphes.
- Evolution des procédures d'essais pour les composants (TPRD et réservoir), notamment pour les essais 'feu' ;
- Durée de vie considérée étendue à 25 ans ;
- Exigences sur la sureté électrique retirées (chapitre 3) car redondantes avec celles du GTR20

Ces évolutions seront transposées dans la future série 02 du règlement R134. Le document formel a été adopté par le GRSP de mai 2023 et le WP29/AC3 de Juin 2023, avec une possible entrée en vigueur de l'amendement en juillet 2024.



³² Proposal for Amendment 1 to UN Global Technical Regulation No. 13, Phase 2 (Hydrogen and Fuel Cell Vehicles), sept 2022

Fig. Evolution des prescriptions de sécurité véhicule fonctionnant à l'hydrogène, système et composants hydrogène

Règlementations relatives aux « masses et dimensions » favorisant l'utilisation des véhicules à carburant de substitution³³ ou à zéro émission³⁴

Depuis septembre 2020, et selon la directive européenne 96/53/CE telle que modifiée par le règlement (UE) 2019/1242, un véhicule utilitaire lourd peut disposer d'une dérogation aux restrictions de poids maximal autorisé de manière à permettre son immatriculation et son utilisation en trafic international et ce sous les conditions suivantes :

- Pour un véhicule à carburant de substitution¹⁷: le poids maximal autorisé est augmenté du poids supplémentaire imputable à la technologie permettant l'utilisation du carburant de substitution² dans la limite de 1 tonne.
- Pour un véhicule à zéro émission¹⁸: le poids maximal autorisé est augmenté du poids supplémentaire imputable à la technologie permettant l'absence d'émission³ dans la limite de 2 tonnes.

Par ailleurs, le véhicule doit rester conforme aux prescriptions pour la réception par type relatives aux masses et dimensions du règlement (EU) 1230/2012.

La révision de la directive 96/53/CE est inscrite au programme de travail de la Commission pour Q2 2023³⁵. La filière automobile française soutient l'intégration définitive des dérogations de +1 mètre en longueur et +2 tonnes en masses pour les poids lourds, permettant l'intégration des systèmes à pile à combustibles (y compris les batteries li-ion), y compris pour les véhicules rétrofités.

Emissions de CO2 des véhicules légers

Accompagnant les textes sur les énergies et les infrastructures, la révision des standards CO₂ des véhicules légers est un enjeu fondamental dans la réalisation des objectifs « Fit for 55 ». Un accord politique a été trouvé en octobre 2022. La proposition a été approuvée par le vote du Parlement européen le 14 février³⁶ et approuvée par le Conseil le 28 mars.

Les réductions des émissions par rapport à 2021 sont :

	2025	2030	2035
 Véhicules particuliers (M1)	-15%	-55%	-100%
 Véhicule Utilitaires Légers (N1)	-15%	-50%	-100%

D'autres mesures sont également intégrées, notamment :

- Une méthode attendue d'ici 2025 pour évaluer les émissions de CO₂ sur le cycle complet des véhicules
- Un suivi de l'écart entre les valeurs limites d'émissions et les consommations réelles d'énergie d'ici à décembre 2026.
- La fin du mécanisme actuel d'incitation pour les véhicules à émission nulle et à faibles émissions (ZLEV, i.e. émettant entre 0 et 50g de CO₂/km) à partir de 2030.

³³ carburant ou source d'énergie qui servent au moins partiellement, de substitut aux sources d'énergie fossile pour les transports et peuvent contribuer à la décarbonisation de ces derniers ainsi qu'à l'amélioration de la performance environnementale du secteur des transports ; ils comprennent : L'électricité, l'hydrogène, le gaz naturel (GNC, GNL), le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

³⁴ un véhicule utilitaire lourd sans moteur à combustion interne ou équipé d'un moteur à combustion interne dont les émissions de CO₂ sont inférieures à 1g/kWh telle que déterminées conformément au règlement (CE) n° 595/2009, ou inférieurs à 1g/km, telles que déterminées conformément au règlement (CE) n° 715/2007

³⁵ Commission work programme 2023, COM(2022) 548 final, 18.10.2022

³⁶ [adoption of Regulation \(EU\) 2023/...](#) of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union's increased climate ambition

Emissions de CO2 des véhicules lourds

En complément de la révision des standards CO₂ des véhicules légers du paquet « Fit for 55 », la Commission européenne a proposé le 14 février 2023 une révision du standard CO₂ des véhicules lourds³⁷ :

- Elargissement du champ d'application du règlement à tous les véhicules lourds ;
- Les cibles de réduction des émissions pour les flottes doivent respecter les cibles ci-dessous. Les réductions sont fixées par rapport aux émissions de 2019 :

Sous-Catégories de véhicules	Période de déclaration			
	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040+
 Camions (>16t) en configuration d'essieu 4x2 ou 6x4	-15%	-45%	-65%	-90%
Toutes catégories	0%	-45%	-65%	-90%
 Autocar	0%	-45%	-65%	-90%
 Bus urbain	0%	-90%	-100%	-100%

- De nouvelles cibles, en fonction de la catégorie de véhicule sont proposées pour 2025, 2030, 2035 et 2040 dans l'Annexe I 4.3:

Véhicules		Période de déclaration		
Description	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040+
Fourgons (<7,4t)	0%	-43%	-64%	-90%
Fourgons lourds (7,4t < m <16t)	0%	-43%	-64%	-90%
Camions (>16t) en configuration d'essieux 4x2 ou 6x4	-15%	-43%	-64%	-90%
Camions (>16t) en configuration spéciale d'essieux	0%	-43%	-64%	-90%
Car	0%	-43%	-64%	-90%
Remorque	0%	-7,5%	-7,5%	-7,5%
Semi-remorque	0%	-15%	-15%	-15%

- La définition de 'zero-émissions' a été revue pour les véhicules lourds (voir ci-dessous)

Définition des véhicules zéro-émissions

A ce jour, le règlement (UE) 2019/1242 (Art 3(11)) définit un véhicule à zéro émission comme « un véhicule utilitaire lourd sans moteur à combustion interne, ou avec un moteur à combustion interne qui émet moins de 1 g de CO₂/kWh,

³⁷ Proposal for a Regulation amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles COM/2023/88 final, 14.02.2023

tel que déterminé conformément au règlement (CE) n° 595/2009 et ses mesures d'exécution, ou qui émet moins de 1 g de CO₂/km, tel que déterminé conformément au règlement (CE) n° 715/2007 du Parlement Européen et du Conseil ».

Le projet de **révision du règlement**³⁸ de la Commission propose une nouvelle définition du véhicule lourd 'zéro-émissions' permettant d'intégrer les véhicules électriques à batterie, pile à hydrogène, ainsi que d'autres technologies qui émettent moins de 5g/t.km (tonnes par kilomètre) ou 5g/(p.km) (passager par kilomètre) de CO₂. Le Conseil propose une définition à 3g/t.km que le Parlement souhaite autoriser jusqu'à 2034 puis 1g/t.km.

Critical Raw Material Act

La chaîne de valeur de la Pile à Combustible à Membrane Echangeuse de Proton (PEMFC) a été analysée par le JRC en soutien de la proposition de la Commission³⁹.

Le compromis peut être résumé comme suit :

 Extraction	 Processing	 Recycling
<p>At least 10% of annual consumption from the EU</p> <p><small>"Union extraction capacity is able to extract the ores, minerals or concentrates needed to produce at least 10% of the Union's annual consumption of strategic raw materials, to the extent that the Union's reserves allow for this."</small></p>	<p>At least 40% of annual consumption is processed in the EU</p> <p><small>"Union processing capacity, including for all intermediate processing steps, is able to produce at least 40% of the Union's annual consumption of strategic raw materials."</small></p>	<p>At least 25% of annual consumption is from EU recycled materials (*)</p> <p><small>"Union recycling capacity, including for all intermediate recycling steps, is able to produce at least 25% of the Union's annual consumption of strategic raw materials and is able to recycle significantly increasing amounts of each strategic raw material in waste."</small></p>
<p>3rd Country supply</p>		
<p>None of 3rd country import > 65% of EU consumption</p> <p><small>Diversify the Union's imports of strategic raw materials with a view to ensure that, by 2030, the Union's annual consumption of each strategic raw material at any relevant stage of processing can rely on imports from several third countries, none of which provide more than 65% of the Union's annual consumption</small></p>		

Ces objectifs posent plusieurs questions notamment vis-à-vis du platine contenu dans les PEMFC

- Objectif de consommation de 10% du platine d'extraction européenne : seule la Finlande a de telle ressource. Mais celle-ci ne représente moins 3% de l'approvisionnement en 2020 et les ressources ne semblent pas en adéquation avec les objectifs européens⁴⁰.
- Objectif de 40% du traitement du Platine en Europe : plus de la moitié des capacités de traitement sont localisées aux USA et en Chine, là où l'Union Européenne ne représente que 15% des volumes. Il s'agit donc pour l'Europe de mettre en place les outils et les financements incitant l'implantation de cette partie de la chaîne d'approvisionnement sur le sol de l'Union.
- Objectif de 25% de la consommation de Platine issu du recyclage : la filière de recyclage du platine est opérationnelle en Europe, grâce à la filière d'économie circulaire mise en place pour les catalyseur automobile (filtre à particules, SCR, etc.). Celle-ci devrait rester en vigueur pour plusieurs années. Il est cependant important de souligner que la filière de recyclage des Fuel Cells et des électrolyseurs doit être mise en place, massifiée et consolidée pour prendre le relais, accompagnant ainsi l'essor de la technologie.
- Objectif de dépendance à 65% max à un pays tiers pour le sourcing du Platine : les sources principales de matières extraites sont l'Afrique du Sud et la Russie. Les conséquences de la guerre en Ukraine orientent les acteurs vers la source africaine. Il est donc important de clarifier si la cible de 65% concerne les matières premières ou s'il elle inclue les matières secondaires qui aideraient à réduire la dépendance de notre industrie.
- Afin de faciliter l'indépendance européenne en terme de matériaux critiques il est important de privilégier l'utilisation des technologies hydrogènes vs l'utilisation de batteries lithium de forte capacité.

³⁸ [Proposal for a Regulation](#) amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles COM/2023/88 final, 14.02.2023

³⁹ [JRC Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sector in the EU – A foresight study - ISSN 1831-9424.](#)

⁴⁰ <https://data.europa.eu/doi/10.2760/879069>

Document rédigé avec la contribution des équipes suivantes :

Document rédigé avec la contribution des équipes suivantes :

Christian MAUGY	OPmobility
Valérie BOUILLON-DELPORTE	MICHELIN
Robert LASSARTESES	RENAULT
Emmanuelle KOBIALKA	
Gilles ABDELAZIZ	
Salim ABDENNADHER	
Paolo VIOLA	VALEO
Jean-Bernard LEPAGE	FORVIA
Sophie RICHEL	STELLANTIS
Jean-Luc BROSSARD	STELLANTIS / PFA
Elodie COLLOT	UTAC
Hugues BOUCHER	SYMBIO
Jean-Christophe BEZIAT	HYVIA