



Les 10 questions avant de se lancer

dans un projet hydrogène

PRÉAMBULE



Qu'est-ce que l'hydrogène ?

Techniquement, le dihydrogène (H₂), plus simplement appelé hydrogène, est la molécule la plus légère et est composée de 2 atomes d'hydrogène (H). Elle est inodore, incolore et sous forme gazeuse à pression et température ambiante. La molécule est très peu dense mais est énergétiquement dense, ce qui nécessite une compression pour obtenir une énergie suffisante par unité de volume.

	Dihydrogène (H ₂)	Essence	Méthane (CH ₄)
Densité (kg/m ³)	0,08988	735	0,6709
Densité énergétique* (kWh/kg)	39,41	12,78	15,42

*Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS)

Selon son mode de production, l'hydrogène est qualifié de : (article L811-1 du code de l'énergie) :

- H₂ renouvelable : produit à partir d'électrolyse alimenté en énergies renouvelables ou d'autres technologies utilisant des énergies renouvelables sans conflit d'usage. Sa production doit émettre moins qu'un seuil de CO₂ équivalent, qui sera défini par arrêté.
- H₂ bas-carbone : sa production n'est pas d'origine renouvelable comme ci-dessus mais respecte le seuil d'émission.
- H₂ carboné : ni renouvelable, ni bas-carbone.

Quels sont les objectifs de développement de la filière ?

Au niveau européen, la filière hydrogène est mise en avant comme levier de la décarbonation de notre économie puisque la molécule peut être utilisée dans de nombreuses applications et être produite à partir d'EnR. L'Europe, à travers son plan REPowerEU, souhaite produire 1 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2024 et 10 d'ici 2030 pour une consommation d'hydrogène d'un peu plus de 8 millions de tonnes en 2021.

En France, 780 000 tonnes d'H₂ sont produites (50% co-produites) et consommées annuellement dont 95% est produit à partir d'énergies fossiles émettant ainsi environ 10Mt CO₂ soit 2 à 3% des émissions nationales. L'objectif actuel, défini à l'article L100-4 du code de l'énergie, est de décarboner entre 20 et 40% de la consommation d'hydrogène à l'horizon 2030. Celui-ci est précisé par [la stratégie nationale de l'hydrogène](#) visant une décarbonation par H₂ prioritairement de l'industrie et de la mobilité lourde. La Stratégie Française Énergie-Climat (SFEC) est en cours de révision et une Loi de Programmation Énergie-Climat (LPEC) doit être prochainement adoptée, ce qui pourra modifier les ambitions actuelles.

Localement, l'hydrogène n'a pas encore une place clairement définie dans le mix énergétique. Il peut constituer une opportunité de décarbonation pour des usages industriels ou de mobilité qui seront à déterminer selon les spécificités des territoires.

L'hydrogène est utilisé pour des usages matière, énergétique ou de mobilité. Il peut être produit à partir d'électricité renouvelable, et peut constituer un vecteur de stockage de l'électricité, ce qui en fait ainsi un très bon allié de la transition énergétique. S'il est parfois présenté comme « la solution énergétique du futur », il répond à des besoins ciblés qu'il convient d'identifier avant d'envisager les moyens de le produire. C'est l'objet de cette note.

Cette note a également pour but d'aider à la structuration d'écosystèmes territoriaux hydrogène pertinents pour la transition énergétique et écologique et vient en complément [d'études d'opportunité et de faisabilité](#), aidées financièrement par l'ADEME jusqu'à 70% dont le plafond s'établit respectivement à 50k€ et 100k€. Les projets structurés pourront ensuite répondre à l'Appel À Projets « [ÉcosysH₂](#) » de l'ADEME et d'autres financements.

La création d'écosystèmes hydrogène implique différents niveaux de réflexions juridiques : règles de compétence, application des règles de la commande publique, relation avec les délégataires de transports publics et services de collecte, réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement... Cette note ne traitera que très succinctement ces éléments, qui peuvent être retrouvés sur [la note « Les montages juridiques d'écosystèmes hydrogène impliquant des collectivités territoriales »](#). Une note sur [les usages de l'hydrogène](#) est également disponible.

Table des matières

<i>L'écosystème territorial hydrogène.....</i>	3
1. Comment définit-on son écosystème hydrogène ?	3
<i>La consommation territoriale d'hydrogène</i>	4
2. Dans votre écosystème, quels sont les usages actuels de l'hydrogène ?.....	4
3. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie matière ?	5
4. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie thermique ?.....	6
5. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de la mobilité (légère et lourde) ?	7
<i>La production et distribution territoriale d'hydrogène</i>	9
6. Dans votre écosystème, comment comptez-vous produire de l'hydrogène ?..	9
7. Dans votre écosystème, quelles solutions avez-vous pour garantir la disponibilité de l'hydrogène pour les consommateurs ?.....	11
8. Dans votre écosystème, comment comptez-vous réaliser la distribution de l'hydrogène de la production à la consommation ?	11
<i>Le montage financier de l'écosystème hydrogène</i>	12
9. Quel modèle économique pour votre écosystème hydrogène ?.....	12
10. Quels montages juridiques et contractuels pour votre écosystème hydrogène ?	14
<i>Conclusion</i>	15
<i>Annexes.....</i>	16

L'écosystème territorial hydrogène

1. Comment définit-on son écosystème hydrogène ?

Au niveau local, l'engagement des collectivités dans l'hydrogène renouvelable/bas carbone se matérialise par le déploiement « d'écosystèmes territoriaux », qui allient, sur un même territoire, infrastructures de production/distribution et usages de l'hydrogène. L'objectif de ces « écosystèmes hydrogène » est de nouer des partenariats entre collectivités, industriels, exploitants et tout autre acteur concerné, pour impulser cette filière, encore peu mature, et tenter de synchroniser l'émergence de l'offre et le développement des usages, le tout en partageant au mieux le risque. La création de ces écosystèmes est complexe et selon le niveau d'implication de la collectivité, peut nécessiter de fortes compétences techniques, stratégiques et financières au sein de celle-ci.



En cours de structuration, la filière hydrogène n'est que peu développée en France et la création d'écosystèmes locaux peut s'avérer difficile nécessitant ainsi d'intégrer des entreprises européennes leader dans l'hydrogène comme peut en témoigner cette collectivité dans la description de son écosystème :

Dans l'écosystème de la Communauté de Communes de Touraine Vallée de l'Indre (CCTVI), l'entreprise McPhy a déjà installé la première station de distribution de 20kg par jour à 350 bars destinée à la recharge d'une flotte de 8 utilitaires détenus par les collectivités locales et partenaires du projet. Une nouvelle station devrait ouvrir ses pompes d'ici la fin de l'année 2023 avec un débit maximal de 200kg par jour à 350 et 700 bars. Une Benne à Ordures Ménagères (BOM) hydrogène, de manufacture allemande, est exploitée par la CCTVI. La distance entre l'écosystème et le fournisseur est un enjeu important, notamment pour la maintenance que celle-ci soit préventive ou curative. L'entreprise Lhyfe gèrera dès 2024 la production de l'écosystème avec l'installation, l'exploitation et la maintenance d'un électrolyseur de 2 tonnes par jour, alimenté en eau par la station d'épuration de la CCTVI (en cours d'étude) et assurera l'approvisionnement de l'hydrogène aux stations de distribution.

Toutes ces parties-prenantes de l'écosystème doivent être aussi proches géographiquement de l'écosystème que possible afin de faciliter les potentielles interventions, les échanges d'informations voire le développement de nouveaux projets. Particulièrement, l'exploitation et la maintenance de l'ensemble des équipements doivent être pensées afin d'éviter l'envoi d'équipements à travers l'Europe mais plutôt être réalisées au plus proche. Des formations, des partenariats peuvent être réalisés avec des entreprises locales pour réaliser ces prestations ainsi que les services techniques des collectivités.



Pour réaliser l'identification des potentiels partenaires dans l'élaboration d'un écosystème, il faut déterminer les usages de l'H₂ ainsi que les modes de production pertinents pour la transition énergétique. Pour cela, il est nécessaire d'interroger la consommation actuelle d'hydrogène sur le territoire et d'identifier les consommations futures souhaitées pour l'écosystème, ce qui en découlera un besoin de production d'H₂.

La consommation territoriale d'hydrogène

Une fois le territoire établi et les acteurs identifiés pour l'écosystème, il est important de caractériser **les usages actuels de l'hydrogène, priorité de décarbonation**, avant d'identifier le potentiel de l'hydrogène dans la décarbonation des usages aujourd'hui carbonés utilisant d'autres sources énergétiques que l'hydrogène. [Une note dédiée aux usages de l'hydrogène](#) est disponible sur le centre de ressource d'AMORCE.

L'hydrogène peut être utilisé à travers 3 modes de transformations :

- Les Piles À Combustible (PAC) qui par oxydation de l'hydrogène, avec de l'oxygène, libère de l'électricité et de l'eau.
- La combustion de l'hydrogène pour en extraire de la chaleur.
- La chimie, qui utilise la molécule d'hydrogène comme réactif dans des procédés chimiques.

2. Dans votre écosystème, quels sont les usages actuels de l'hydrogène ?

Pour identifier les possibles consommateurs actuels, il faut savoir qu'aujourd'hui l'hydrogène est très majoritairement utilisé dans le secteur de l'industrie française en tant que réactif dans des procédés chimiques :

- L'exploitation et traitement des hydrocarbures fossiles de l'industrie pétrolière : la désulfuration, l'hydrocracking, l'hydrotraitement, etc
- La production d'ammoniac et d'engrais, à travers la réaction avec l'azote de l'air
- La production d'autres molécules en chimie industrielle
- La réduction du minerai de fer à travers l'oxydation du charbon dans les cokeries
- Combustion d'hydrogène

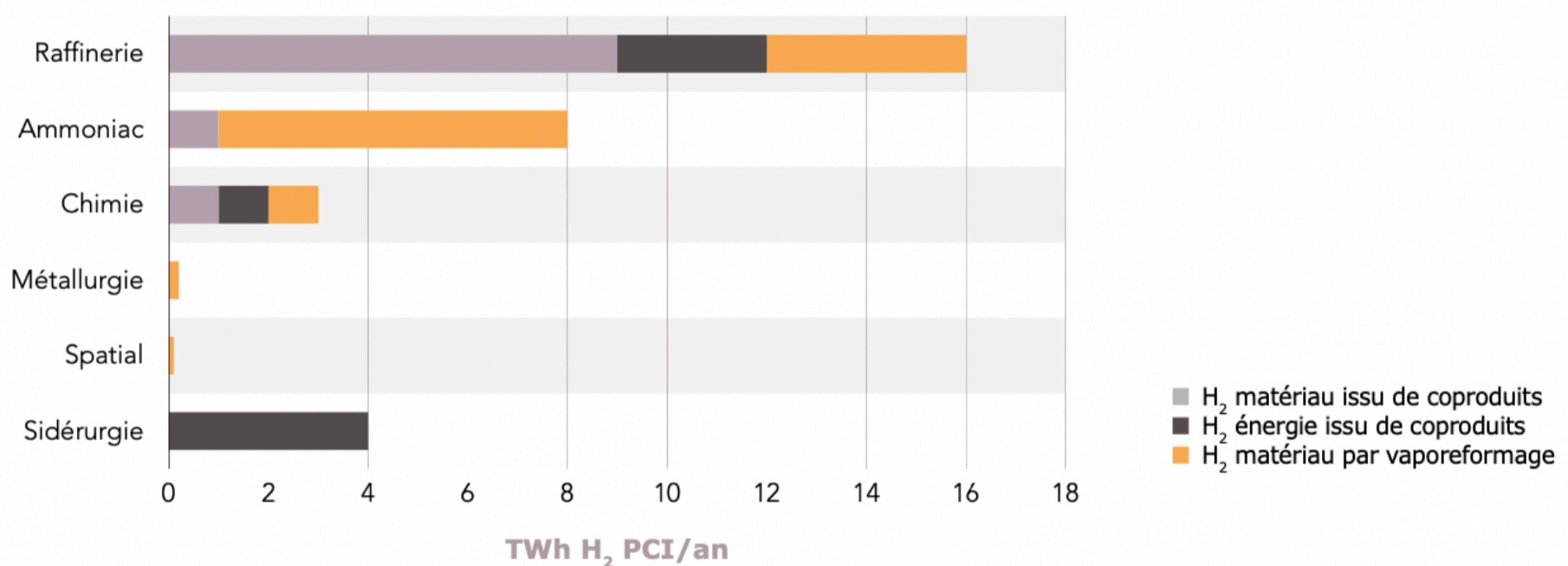


Figure 1 : Consommation actuelle d'hydrogène en France selon leurs sources (Source : RTE)



Dans le cas où votre territoire possède déjà des consommateurs d'hydrogène, il est **prioritaire** d'étudier leurs moyens de production et de les décarboner le cas échéant. 40% de l'hydrogène actuellement consommé doit être prioritairement décarboné.

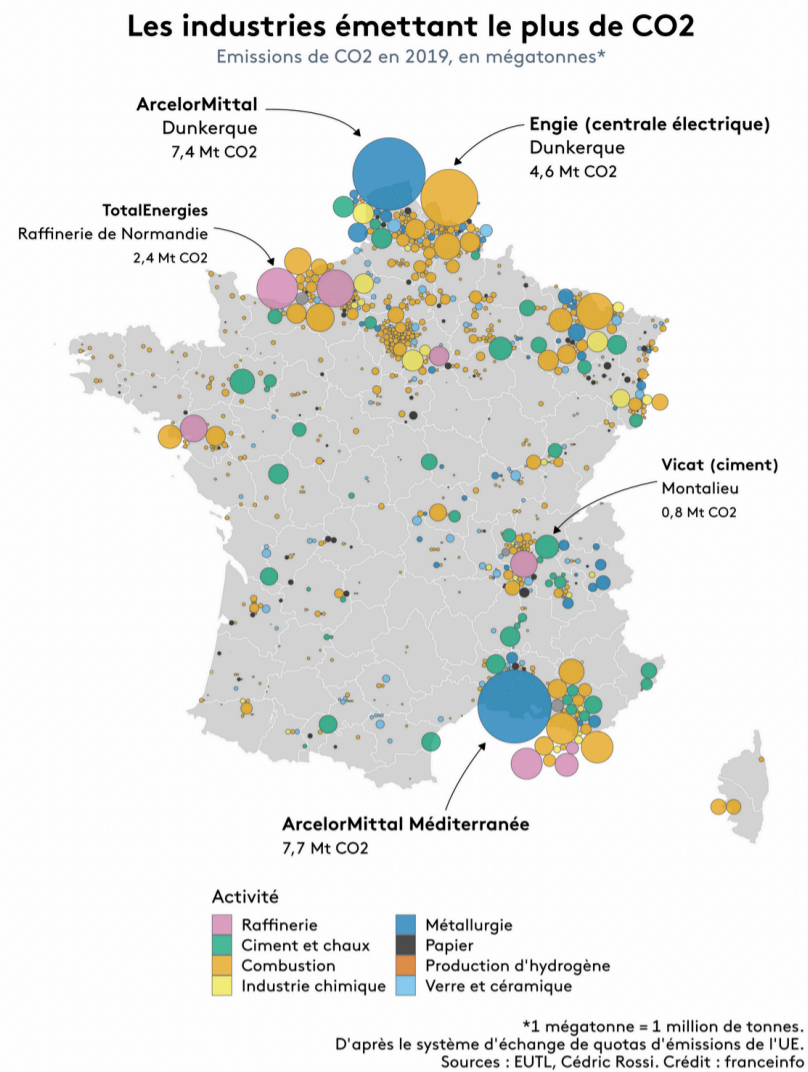
L'hydrogène peut, pour tout ou partie, être produit dans une activité industrielle qui ne cherche pas à en produire comme l'électrolyse de saumure, on appelle cela de l'hydrogène co-produit. Il est ainsi nécessaire d'identifier parmi l'hydrogène consommé, la partie co-produite et la partie spécialement produite pour l'activité industrielle. Cette dernière doit être remplacée par des modes de production renouvelable et locale si ce n'est pas déjà le cas. Ceci doit être étudié dans le temps pour optimiser l'équilibre consommation/production de l'hydrogène. En effet, la transition écologique et l'urgence climatique pousse à une réduction de l'activité de raffinage de pétrole

ainsi qu'une réduction de la production d'ammoniac pour les engrais¹. Ces consommations d'hydrogène peuvent ainsi être amené à baisser, il faudra en tenir compte dans le développement de l'écosystème hydrogène.

Cette consommation actuelle d'hydrogène permettra d'être une base de consommateurs de l'écosystème territorial hydrogène qui pourra donc évoluer au cours du temps.

L'écosystème hydrogène peut également se développer sur des usages utilisant aujourd'hui des sources énergétiques carbonées.

Pour une collectivité ayant sur son territoire un ou des sites industriels fortement émetteur de carbone, il pourra être envisagé une mutation vers des procédés utilisant de l'hydrogène en tant que réactif ou pour fournir de la chaleur, si celui-ci contribue à la réduction de émissions de GES. De même, pour une collectivité prévoyant d'accueillir un industriel sur son territoire, on pourra interroger avec lui l'usage de l'hydrogène en fonction de l'activité de l'industrie. La mobilité sur les territoires peut également employer de l'hydrogène mais sa pertinence énergétique dépend de l'usage précis.



3. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie matière ?

L'hydrogène, en tant que réactif dans l'industrie matière, peut être utilisé dans différents procédés.

1/ **La production d'acier** par le procédé de réduction directe (DRI) d'un agglomérat de minerai de fer dans un four à réduction par réaction avec de l'hydrogène, créant ainsi un minerai de fer pré-réduit. Celui-ci peut être fondu dans un four à arc électrique (EAF) puis transformé en acier. Comparé au procédé classique utilisant des hauts-fourneaux à base de charbon, ce procédé nommé DRI-EAF permet environ **90% de réduction d'émission** de GES.

2/ **La production d'ammoniac**, de formule NH₃, se réalise actuellement par réaction entre du N₂ et du H₂. Ceci pourra particulièrement être utile à l'avenir car intervient dans les systèmes de réfrigération, particulièrement industriel. Aujourd'hui, il est principalement utilisé pour la production d'engrais (voir partie 2.) et tend à diminuer.

3/ **L'hydrotraitement d'huiles végétales** peut utiliser de l'hydrogène pour la complexe production de carburant de synthèse (essence, diesel, kérozène, GNR). Ce carburant ne se substitue pas aux carburants fossiles mais s'incorpore dans les carburants usuels en faible proportion (plafonnée à 7%)² ne contribuant pas à la bascule

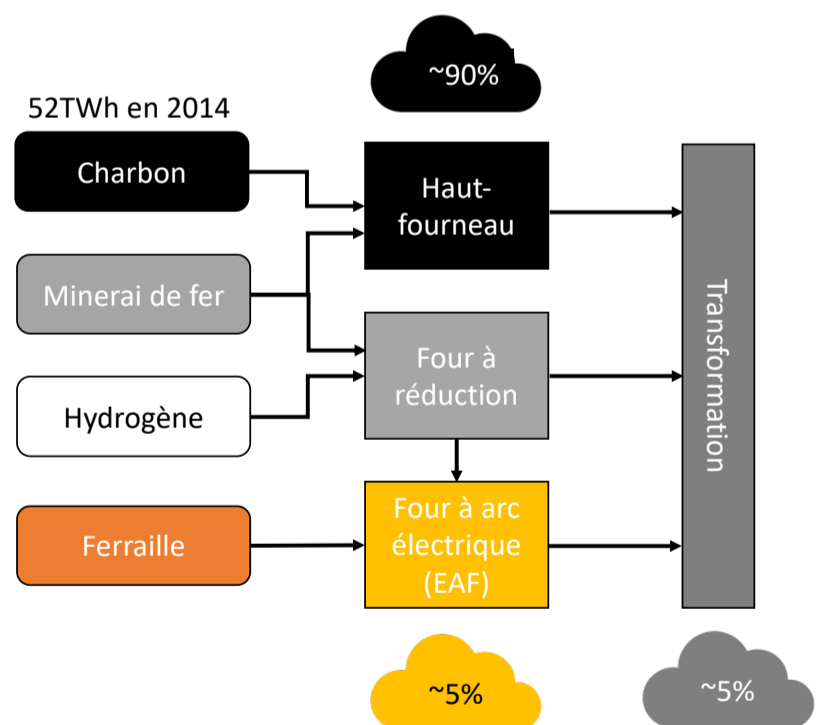


Figure 2 : Schéma simplifié des différents procédés de fabrication de l'acier

¹ Les engrais azotés produits à partir d'ammoniac sont responsables de la perturbation du cycle de l'azote provoquant de nombreux impacts sur la santé humaine, animale et de l'environnement comme des problèmes respiratoires, l'eutrophisation, les pluies acides, acidification des sols et des eaux de surfaces.

² <https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants>

d'un système « fossile et importé » vers un système « renouvelable et local ». Aujourd'hui, la production de carburant de synthèse par hydrotraitement s'effectue à 95% à partir d'huile de palme dont nous connaissons tous les conséquences sur l'environnement. Dans tous les cas, le procédé nécessite de la biomasse en entrée, dont l'usage doit être limité pour ne pas créer une tension sur la ressource. La production de carburant de synthèse n'apparaît pas comme la solution la plus pertinente pour décarboner la mobilité³, notamment pour des raisons de coût. Ce procédé ne doit être utilisé qu'avec des intrants non valorisables autrement, sous condition de rentabilité.

4/ **La production de méthanol** s'effectue aujourd'hui principalement par vaporeformage de gaz naturel ou oxydation partielle de charbon (voir partie 6.), ce qui produit de l'hydrogène et du monoxyde et du dioxyde de carbone. Ces trois éléments sont réutilisés sous condition spécifique de pression et température ainsi qu'en présence de catalyseur pour former du méthanol et de l'eau, qui sont ensuite séparés. L'hydrogène produit de manière décarbonée permettrait de substituer la première étape et ainsi valoriser du monoxyde et dioxyde de carbone, capturé par diverses technologies, pour produire du méthanol.

5/ **La méthanation** permet d'utiliser l'hydrogène et du CO₂ afin de produire du méthane de synthèse, utilisable pour tout usage gaz ou en injection sur le réseau (voir schéma en annexe). Néanmoins, la méthanisation est bien plus efficace pour produire du biogaz. De plus, l'hydrogène peut être utilisé en combustion directe (voir partie 4.) évitant des pertes de transformation. A la vue des usages du gaz et du gisement de biomasse disponible à l'avenir pour la production de biogaz par méthanisation, la méthanation sera potentiellement nécessaire pour compléter, dans un second temps, la production de biogaz⁴. Celle-ci pourra, entre autres, se développer à proximité des installations de méthanisation pour récupérer le CO₂ produit dans le procédé.

D'autres usages matières de l'hydrogène peuvent être possibles mais dans une optique de simplification, nous n'analysons que ces cinq-ci.

4. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie thermique ?

Outre l'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie en tant que réactif, celui-ci peut être utilisé en combustion directe dans l'industrie ou les réseaux de chaleur pour remplacer le gaz naturel ou d'autres énergies fossiles, aujourd'hui utilisées principalement pour la chaleur haute température.

Néanmoins, il est à noter que la réaction de combustion avec de l'air produit des oxydes d'azote (ou NO_x) mais ne produit pas de CO₂. La production de NO_x peut être supprimé en utilisant de l'oxygène pur dans la réaction de combustion mais induisant un coût plus élevé.

De plus, les propriétés physiques (voir préambule) de l'hydrogène démontrent la performance énergétique mais également la nécessité d'une compression particulière et donc des enjeux particuliers pour les industriels.

Aujourd'hui les systèmes de combustion industriels à hydrogène sont peu développés et pour la plupart encore en phase de test afin de lever de nombreux verrous à leurs intérêts et acceptabilité pour les industriels, notamment parce que la flamme atteint plus de 2 800°C, ce qui induit des matériaux plus résistants et donc plus coûteux ou un remplacement plus fréquent.


Pour rappel, afin de décarboner l'industrie, AMORCE préconise, pour les industries basses températures, un raccordement à un réseau de chaleur, à de la chaleur renouvelable individuelle ou à défaut une électrification des procédés. Pour les industries hautes températures, AMORCE préconise de développer des installations de biogaz à proximité ou à défaut de se fournir en biogaz. En cas d'impossibilité, l'hydrogène peut avoir sa pertinence. Dans tous les cas, AMORCE recommande d'étudier la récupération de chaleur fatale.

Ainsi si des industries à hautes températures sont présentes sur votre territoire et se transforment pour utiliser de l'hydrogène, celles-ci pourraient constituer une base non négligeable de consommation pertinente d'hydrogène de l'écosystème. Cela est à étudier selon les avancées technologiques des procédés et de la disposition du territoire pour s'approvisionner en biogaz.

³ <https://www.transportenvironment.org/challenges/cars/why-e-fuels-make-no-sense-for-cars/>

⁴ <https://amorcer.asso.fr/actualite/l-avenir-du-gaz-en-france-quelles-orientations-pour-les-collectivites>

5. Sur le territoire de votre écosystème, quels usages potentiels de l'hydrogène pour la décarbonation de la mobilité (légère et lourde) ?

 Avant de questionner la carburation des mobilités, il est nécessaire d'étudier la sobriété des déplacements, l'optimisation de ceux-ci et leurs reports vers des modes actifs ou partagés.

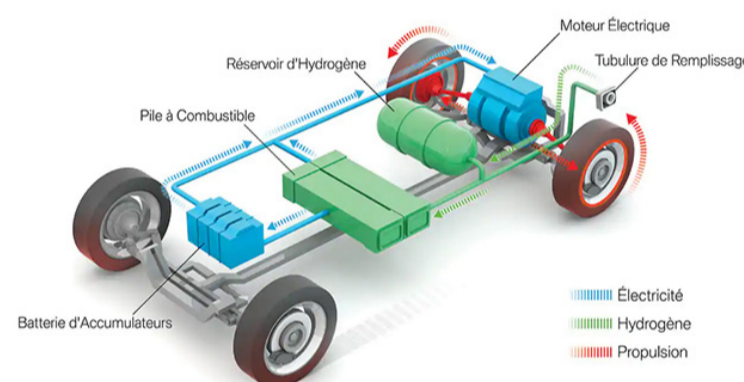
En plus des usages industriels, l'hydrogène peut être utilisé dans la mobilité de deux manières :

- En combustion directe, réagissant comme les moteurs thermiques
- A travers une Pile À Combustible (PAC), produisant de l'électricité grâce à la décomposition de l'hydrogène, alimentant un moteur électrique.

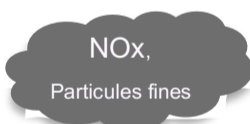
La combustion directe offre une réaction n'émettant pas de GES dans l'atmosphère mais des polluants atmosphériques, des NOx et des particules fines. Néanmoins, d'après les premières estimations, cela permettrait de réduire de 50% les émissions de NOx par rapport au pétrole et jusqu'à 80% pour les particules fines. Cette technologie n'est encore qu'au stade de recherche et développement, même si quelques modèles sont déjà produits.

Un véhicule électrique à hydrogène est composé d'un réservoir à hydrogène (extensible selon les besoins), d'une Pile À Combustible (PAC), limite de la puissance transmissible, d'un moteur électrique et d'une batterie, souvent de faible puissance.

Les PAC et leurs équipements annexes sont peu performants et possèdent un rendement de l'ordre de 36%-56%.



Afin de faire le meilleur choix de décarbonation de la mobilité selon l'usage et notamment identifier la place de l'hydrogène, il est nécessaire de comparer les diverses solutions aujourd'hui sur la table. Ici, nous comparerons la mobilité électrique (à batterie et à hydrogène), au gaz (GNV/bioGNV) à la mobilité au pétrole sur de nombreux critères.



Pour limiter la pollution de l'air, notamment dans le cadre des Zones à Faibles Émission (ZFE), les véhicules à moteur électrique (batterie, hydrogène) ont la particularité de n'émettre aucune émission, là où les véhicules au pétrole ou au gaz émettront des NOx et des particules fines.

Concernant le rendement énergétique, caractérisant l'impact sur l'environnement par l'approvisionnement en énergie primaire et l'optimisation du système global, les véhicules électriques à batterie sont très efficaces depuis la prise (il reste à rajouter les pertes de production et distribution de l'électricité) contrairement aux systèmes à hydrogène car les Piles À Combustible (PAC) sont peu performantes. Les blocs moteurs thermiques sont également peu performants.



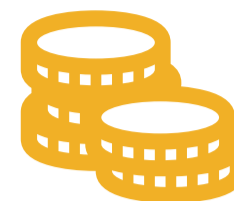
Le bilan d'émission de GES du véhicule à hydrogène dépend grandement du mode de production de l'hydrogène (voir partie 6.). Pour le véhicule électrique, cela dépend du mix électrique et de la masse des batteries. La mobilité gaz aura un bilan d'émission de GES faible s'il est produit de manière renouvelable et le plus localement.

Le temps de recharge en énergie est également un critère souvent amené pour décrire la solution électrique à batterie car les batteries sont limitées en puissance de recharge induisant une recharge qu'en plusieurs heures, malgré les super-chargeurs, contrairement aux quelques minutes pour les autres solutions.



La masse utile est également un des critères importants pour choisir la carburation, notamment pour la mobilité lourde comme le transport public ou la collecte des déchets. Pour cela, il est à noter que les batteries nécessaires pour la mobilité lourde ou intensive représentent un poids très important, ce qui induit que pour fournir l'énergie nécessaire pour un trajet, il faut transporter une masse importante ce qui réduit considérablement la masse utile transportable ou l'autonomie du véhicule.

Le prix, d'achat et de fonctionnement, doit être pris en considération dans le choix stratégique de transition énergétique de la mobilité. La mobilité gaz a des prix de véhicules très proche de celle au pétrole, ce qui en fait un allié de choix dès que pertinent. Les véhicules électriques à batterie ont des prix approximativement deux fois plus élevés, cela dépendra notamment du poids du véhicule et du nombre de batteries installées. Les technologies à hydrogène étant encore peu matures et non développées à l'échelle industrielle, les prix des véhicules sont pour le moment très élevés.



Véhicules	Diesel	GNV/bioGNV	Électrique à batterie	Électrique à hydrogène
Prix des véhicules hors carburant (par rapport au diesel)		x1 à x1,3	~ x2	x3 à x4
Rendement énergétique	36-42% depuis la pompe	30% depuis la pompe	70-80% depuis la prise électrique	25-35% depuis la prise électrique
Pollution de l'air	Très mauvais	Mauvais	0 émission	0 émission
Bilan d'émission de GES	Très mauvais	Mauvais/Bon	Selon le mix électrique et la masse des batteries	Selon le mode de production
Temps de recharge en énergie	Très court	Très court	Long	Très court
Densité énergétique de la source énergétique stockée (kWh/kg)	13	15	0,16	33-40
Masse embarquée (kg) pour l'alimentation en énergie pour 100km d'un véhicule léger	~4,2	~5	~100	~1

Figure 13 : Comparaison des véhicules selon leurs carburations

La mobilité électrique à batterie est donc pertinente pour la mobilité légère et n'est pas pertinente en cas de forte intensité d'usage comme certains utilitaires ou pour la mobilité lourde (peu d'offres, empreinte environnementale importante). L'approvisionnement en électricité doit être une question centrale dans le développement du projet ainsi que la masse du véhicule et notamment des batteries.

La mobilité GNV/bioGNV est pertinente par son faible surcoût, particulièrement pour la mobilité lourde, mais également pour la mobilité légère et notamment pour celle intensive. Une condition est néanmoins nécessaire : être alimentée, à terme, avec du biogaz. Néanmoins, elle n'est pas pertinente pour les territoires subissant de la pollution de l'air, notamment les ZFE.

Ainsi, la mobilité Hydrogène est, par son prix, peu attractive même si des aides permettent de limiter les surcoûts. Elle est néanmoins pertinente pour la mobilité lourde et/ou intensive (>200km par jour), notamment en ZFE. Néanmoins, pour garder cette pertinence, l'hydrogène doit également être produit de manière pertinente (voir partie 6.).

D'autres usages de l'hydrogène existent et pourraient également se développer. Parmi eux, les services réseaux comme l'injection d'électricité sur le réseau de distribution à travers des PAC ou l'injection d'hydrogène sur le réseau de gaz (voir schéma en annexe 1). De plus, des groupes électrogènes à hydrogène ont déjà été utilisés et permettraient de réduire considérablement l'empreinte carbone des consommations électriques ponctuelles et localisées, notamment de l'évènementiel.

La production et distribution territoriale d'hydrogène

6. Dans votre écosystème, comment comptez-vous produire de l'hydrogène ?

Pour produire de l'hydrogène, il existe aujourd'hui 4 technologies suffisamment matures : l'électrolyse de l'eau, la pyrogazéification, le vaporeformage et l'oxydation partielle.

La pyrogazéification, le vaporeformage et l'oxydation partielle sont trois procédés très similaires qui consiste en un chauffage de biomasse (renouvelable ou fossile, liquide ou solide), avec ou en absence de vapeur d'eau et/ou d'oxygène, permettant de créer un gaz de synthèse plus ou moins riche en méthane (CH₄), dioxyde de carbone (CO₂), monoxyde de carbone (CO), de dihydrogène (H₂) et de diazote (N₂) et potentiellement d'autres gaz/solides.

Matière première	Gaz naturel % volume (sur gaz sec)	Naphta % volume (sur gaz sec)
H ₂ /CO	4.3	3.0
CH ₄	7.5	5.4
CO	16.4	21.6
CO ₂	5.6	7.8
H ₂	70.2	65.2
N ₂	0.3	0.0

Figure 4 : Exemples de gaz de synthèse obtenu par vaporeformage

Il est ensuite nécessaire d'isoler au maximum d'hydrogène afin d'obtenir un niveau de pureté suffisant pour l'usage associé. Des techniques permettent de convertir une majorité du CO en H₂ et CO₂. Il convient ensuite de séparer l'hydrogène des autres gaz. Pour cela, deux techniques majoritaires existent, la méthanation et la technique [PSA](#).

- La méthanation consiste, dans un premier temps, à supprimer plus de 99% du CO₂ puis de faire réagir l'hydrogène avec le reste du CO et CO₂ pour produire du méthane. Le gaz résultant sera alors composé de méthane et de diazote en faible proportion et à 95-98% d'hydrogène. Cette technique permet de valoriser à 98% l'hydrogène produit.
- La méthode PSA consiste à séparer l'hydrogène des autres gaz grâce à leurs différences de propriétés physiques. Cela permet d'obtenir un hydrogène pur à 99,9% mais ne valorise que 85-90% de l'hydrogène produit. Le reste du gaz (hors hydrogène) est souvent utilisé pour chauffer le four.

Par exemple, pour utiliser l'hydrogène par une PAC, il faut utiliser de l'hydrogène par PSA.

Plus d'informations sur les [diverses publications](#) de l'association des professionnels de l'hydrogène – France Hydrogène.

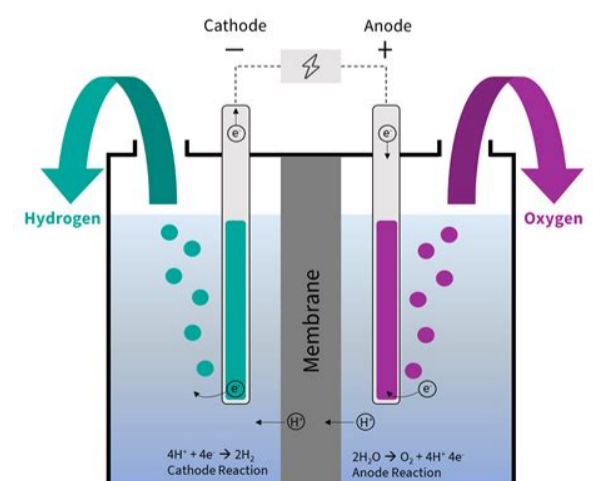


Pour la transition énergétique, il est nécessaire que les intrants soient renouvelables. Pour ces trois premières technologies, le vaporeformage de biogaz et la pyrogazéification de biomasse solide/liquide peuvent être envisagés. Dans le contexte de priorisation de la biomasse (solide, liquide et gazeuse) et au regard des rendements énergétiques, AMORCE ne recommande pas le développement industriel de ces technologies avant un fort développement des gisements de biomasse. Il est notamment préférable d'utiliser le biogaz directement.

L'électrolyse de l'eau est une réaction chimique d'oxydo-réduction qui utilise de l'électricité pour séparer l'eau liquide (H₂O) en dioxygène (O₂) et dihydrogène (H₂) sous forme gazeuse.

Diverses technologies existent comme les électrolyseurs alcalins, à membranes (PEM) ou à hautes températures (SOEC) qui ont leurs avantages et inconvénients.

Le procédé, équipements annexes compris, possède un rendement d'environ 70%, en consommant environ 58,5 kWh électrique pour chaque kilogramme d'hydrogène produit.



Pour la longévité des équipements, il est nécessaire d'obtenir une grande pureté de l'eau produit grâce à un purificateur en amont.

Technologies	Sources	Empreinte carbone en kgCO ₂ /kgH ₂	Maturité
Oxydation partielle	Charbon, pétrole	>20	++
Pyrogazéification	Biomasse solide	1	+
Vaporeformage	Gaz naturel	12	++
	Biogaz	2	+
Électrolyse (alcaline, PEM, SOEC)	Électricité et eau	3 (réseau FR) 1 (100% EnR) 20 (réseau UE)	++ / + / -
Dissociation thermochimique	Chaleur et eau		-
Bio-photolyse	Lumière et eau		-

Tableau 1 : Comparaison des technologies de production d'hydrogène

Pour limiter l'empreinte carbone et développer la souveraineté énergétique du territoire, l'électrolyse de l'eau doit être alimentée principalement par une ou plusieurs sources d'électricité renouvelable. Néanmoins, il est important de prendre en compte **le principe d'additionnalité**. En effet, l'alimentation d'électrolyseurs en électricité ne doit pas se faire au dépend de la décarbonation du système électrique. **Ainsi, toutes les nouvelles installations de production par électrolyse doivent s'alimenter par de nouvelles sources d'électricité renouvelable. Ce principe est repris dans la plupart des dispositifs de soutien.**



Il est à noter que l'électrolyse pourrait permettre une flexibilité des réseaux d'électricité par un pilotage de la puissance soutiré du réseau. En effet, l'intégration des énergies renouvelables et l'électrification des usages nécessite des nouvelles et importantes capacités de flexibilité auxquels les électrolyseurs pourraient répondre. Néanmoins, la réduction ou la suppression totale de la puissance soutirée entraîne des pertes économiques. Pour ce faire, cela nécessite qu'un modèle économique de cette flexibilité soit mis en place par les gestionnaires de réseau, notamment à travers des contractualisations.



Le choix de système(s) de production d'hydrogène pour l'écosystème territorial doit prioritairement s'orienter vers un ou plusieurs électrolyseurs alimenté(s) par de l'électricité majoritairement d'origine renouvelable afin de répondre à la demande.

Potentiellement lorsque le biogaz sera produit en quantité suffisante pour répondre aux différents besoins sans importation de gaz naturel, celui-ci pourra être utilisé pour produire de l'hydrogène à des fins autres que ceux pouvant directement être réalisés par le biogaz lui-même. Lorsque les gisements de biomasse seront développés largement pour répondre aux différents usages (énergétiques et non énergétiques), la biomasse solide/liquide pourra alors être utilisée pour la production d'hydrogène dont les usages seront nécessairement non réalisables par la biomasse elle-même.



Les électrolyseurs produisent de la chaleur qui peut être valorisée. Une étude de faisabilité peut être menée, notamment selon la taille de l'installation et des activités à proximité.

7. Dans votre écosystème, quelles solutions avez-vous pour garantir la disponibilité de l'hydrogène pour les consommateurs ?

L'hydrogène a l'avantage d'être stockable, ce qui est un avantage de taille afin de garantir sa sécurité d'approvisionnement. Ainsi, la production d'hydrogène n'a pas besoin d'être équilibré, à chaque instant, avec la consommation, comme l'électricité.

Le stockage par compression (à température ambiante) est la solution très majoritairement utilisée et se fait dans des bouteilles, réservoirs ou autres contenants combinant résistance à la pression et imperméabilité à la faible densité de l'hydrogène. Plus la pression est importante, plus d'hydrogène peut être stocké (et transporté) par unité de volume. Néanmoins, la compression à très forte pression pose des problèmes de perméabilité de l'hydrogène, de résistance des matériaux et de consommation intensive d'énergie, ce qui compromet donc le modèle économique. La plage de compression se situe donc généralement entre 250/300bars et 700bars (voire jusqu'à 900 bars).

Pression	Masse volumique (kgH ₂ /m ³)
1 bar	0,09
300 bars	22
500 bars	32
700 bars	39
900 bars	47

Tableau 2 : Évolution de la masse volumique selon la pression

Le stockage géologique est une autre solution pour un besoin très important de stockage, entre 50 000m³ et 1 000 000m³ et qui dépend de la géologie du territoire par la présence de cavité saline, qui sont en concurrence avec le stockage du gaz naturel et biogaz.

Le stockage sous forme liquide permet d'atteindre des quantités d'hydrogène stocké par unité de volume très élevés, jusqu'à 70kg/m³ mais nécessite d'atteindre et maintenir -253°C durant toute la durée du stockage, ce qui consomme de l'énergie, entre 30 et 40% de l'énergie stocké sous forme d'hydrogène puis environ 3% par jour de stockage. Ainsi, ce type de stockage n'est utilisé que lorsque des besoins bien spécifiques sont demandés.

D'autres formes de stockage sont également disponibles, notamment dans des matières comme les hydrures ou le carbone, mais ne sont qu'en phase de test/expérimentation.



Les sites de stockage de l'hydrogène sont soumis à la déclaration ICPE entre 100 et 1000kg stockés et au-dessus de la limite de 1 tonne, ils sont soumis à autorisation.

La contractualisation entre les différentes parties prenantes devra intégrer des termes concernant les garanties d'approvisionnement en hydrogène, notamment en cas de panne ou d'accident.

8. Dans votre écosystème, comment comptez-vous réaliser la distribution de l'hydrogène de la production à la consommation ?

Pour distribuer l'hydrogène produit sur le(s) site(s) de production aux différents équipements de consommation, cela passe par des équipements de distribution qui dépendront notamment des usages de l'hydrogène, comme notamment les stations à hydrogène pour les usages de mobilité.

Aujourd'hui, la solution majoritairement utilisée est le transport par « tubetrailer », des camions transportant les réservoirs d'hydrogène. Ces camions fonctionnent souvent au pétrole, ce qui augmente fortement le bilan carbone. L'empreinte carbone par kilogramme d'hydrogène dépend de la pression utilisée pour le transport.

L'ADEME chiffre ainsi à 3,5 gCO₂e/kgH₂/km pour une pression de 500 bars et 11,2 gCO₂e/kgH₂/km à 200 bars (voir annexe 3).

Le conditionnement des réservoirs dépend de la consommation des sites distribués.

Consommation annuelle (t/an)	Conditionnement	Masse d'hydrogène transportée (kgH ₂)	Condition physique généralement utilisée
< 5	Bouteilles	6 à 21	200 bars
< 200	Bouteilles/citerne	500 à 1 100	200, 300 ou 500 bars
< 1 000	Citerne isolée	Jusqu'à 4 000	-253°C
> 1 000	Réseau dédié	Dès 1 000 kg/h	25 à 60 bars



Pour limiter l'impact carbone de l'hydrogène livré, il est recommandé de produire l'hydrogène au plus proche des installations de distribution ou de consommation de l'hydrogène.



Il existe trois typologies de scénario de déploiement de l'hydrogène : le « centralisé » avec quelques très importantes installations de production et un système de distribution optimisé, le « semi-centralisé » avec une répartition territoriale des unités de production et un système de distribution courte et moyenne distance et le « local » avec de très nombreux sites de production au plus proche des consommations et peu de système de distribution.

Le montage financier de l'écosystème hydrogène

9. Quel modèle économique pour votre écosystème hydrogène ?

Les technologies à hydrogène sont, pour le moment, bien plus onéreuses que celles utilisant des énergies fossiles ou d'autres technologies « vertes » pour les mêmes usages. Cela est lié au démarrage d'une filière et aux matériaux coûteux des technologies à hydrogène. Il est ainsi nécessaire de se questionner sur **le surcoût acceptable** pour une meilleure décarbonation de ces usages, mais également par rapport à l'avantage de l'hydrogène sur d'autres critères comme le bruit, les émissions de polluants atmosphériques, etc.

Afin de lancer le déploiement de la technologie et limiter les surcoûts, des financements sont disponibles et proposés par de nombreux acteurs.

Les coûts des technologies pour les usages de l'hydrogène dépendent des usages en question ainsi que de très nombreux paramètres. Pour la mobilité hydrogène, le surcoût par rapport à une technologie au pétrole s'établit entre un facteur 3 et 4.

Le prix de l'hydrogène produit par électrolyse dépend d'un certain nombre de paramètres de dimensionnement notamment et majoritairement du prix de l'électricité mais également des coûts d'investissement, du facteur de charge et du rendement de l'installation (voir graphiques ci-dessous).

- Les coûts d'investissement dépendent de la puissance installée et englobent l'électrolyseur, les équipements (traitements de l'eau, raccordement électrique et hydrogène, etc), le foncier, l'ingénierie de projet, frais de financement, etc...
Ils se situent autour de 2 000€/kW pour les installations d'une puissance installée autour de 1MW mais chute entre 1 400 et 1 500€/kW pour les installations de plus de 100MW.
Ces coûts sont voués à se réduire avec l'industrialisation de la filière hydrogène à l'avenir. L'ADEME prévoit une division des coûts par 3 d'ici 2030 et par 4 d'ici 2050.
- Le rendement de l'installation, électrolyseur et équipements, dépend de la technologie d'électrolyseur. Il se situe entre 50 et 62 kWhé/kgH₂ pour les électrolyseurs alcalins et entre 53 et 67 kWhé/kgH₂ pour la technologie PEM. Les experts de l'ADEME prévoient que les progrès techniques vont améliorer les rendements de +8% d'ici 2030 et de +20% d'ici 2050.

- Le facteur de charge est le temps de fonctionnement de l'installation sur les 8760 heures de l'année. Il dépend principalement du choix de l'alimentation en électricité. Par exemple, si le choix est de fournir l'électricité qu'à partir d'électricité photovoltaïque, le facteur de charge sera faible. On voit ici que la flexibilité des installations de production d'hydrogène impacterait fortement le facteur de charge et donc le prix de l'hydrogène si un modèle économique dédié n'est pas mis en place. De plus, d'autres contraintes de disponibilité comme la ressource en eau pourraient être limitant à l'avenir et sont donc à prendre en compte lors de l'étude de faisabilité.
- Le prix de l'électricité est le critère principal de constitution du prix de l'hydrogène. Celui-ci dépendra du choix de l'alimentation en électricité, du contrat et notamment de la part fixe et variable, pouvant faciliter la flexibilité.

Technologies	Facteur de charge	Prix de l'électricité
Photovoltaïque	~1 500 h/an	35-75 €/MWh
Éolien terrestre	~2 500 h/an	40-70 €/MWh
Éolien offshore	~3 300 h/an	80-110 €/MWh
Mix PV/éolien terrestre	~5 000 h/an	
Mix renouvelable/réseau	>8 000 h/an	35-75 €/MWh

Tableau 3 : Comparaison des facteurs de charge et du prix de l'électricité selon l'alimentation en électricité

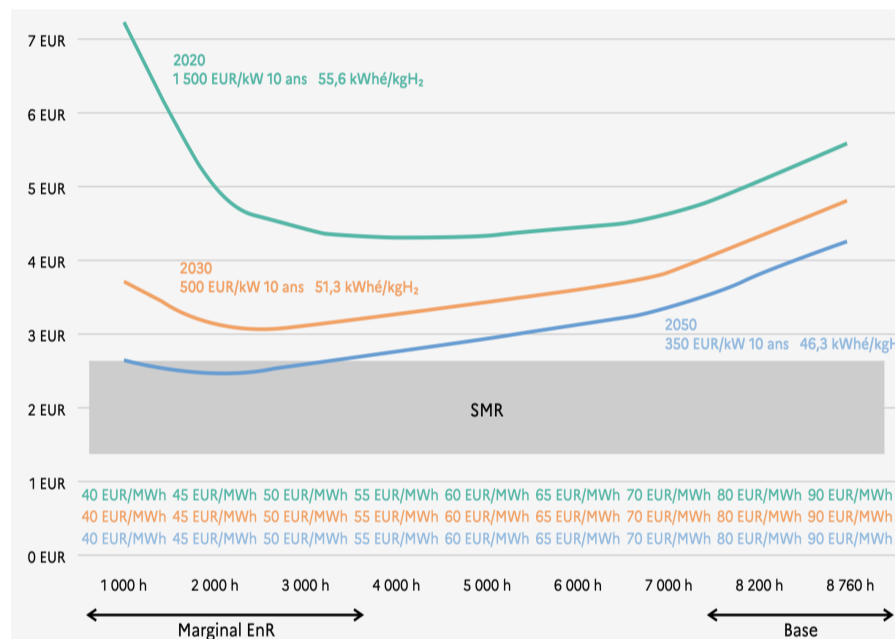


Figure 5 : Coûts de production de l'hydrogène (€/kgH₂) selon le taux de charge annuel des électrolyseurs, selon différentes hypothèses de CAPEX, comparé au coût de production par vaporeformage de ga naturel (SMR)

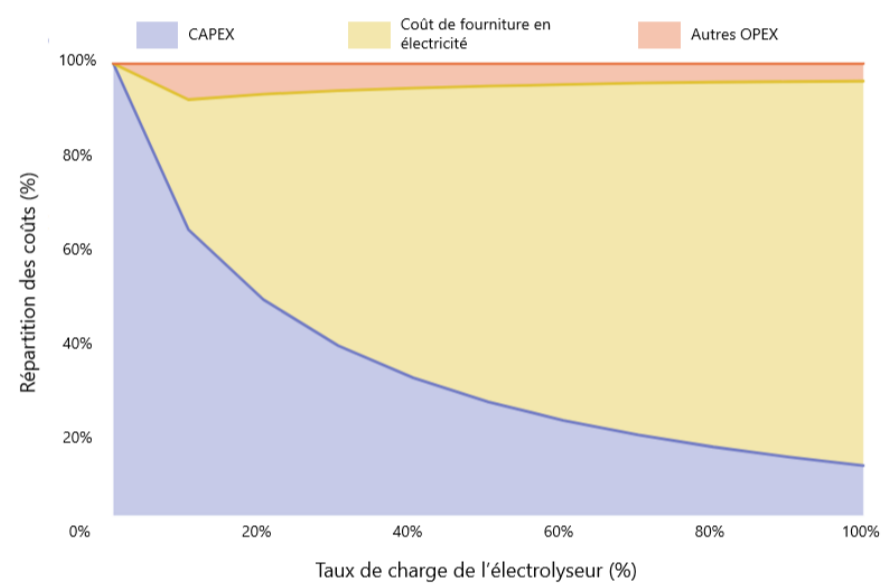


Figure 6 : Répartition des coûts selon le taux de charge - source : [Yélé](#)

Différentes sources de financement sont disponibles à différents échelons territoriaux pour limiter les surcoûts et/ou lancer l'industrialisation de la filière par le développement de projets :

- L'Europe, à travers ses fortes ambitions de développement de l'hydrogène, finance des projets hydrogène à travers divers appels à projets comme celui du [FEDER](#) et d'[InvestEU](#) et des programmes de Recherche et Innovation (R&I), visant à accélérer le déploiement de ces technologies, notamment à travers [Clean Hydrogen, Cluster 5 et 4 et le programme IEC](#). Très récemment, [une banque européenne a été créé](#) pour rendre disponible 800 millions de financement afin de déployer la technologie hydrogène. Tous les programmes de financement sont disponibles sur [le moteur de recherche dédié](#).
- L'État français propose diverses sources de financement. Parmi elles, [le Fonds Vert](#) se dote de 2,5 milliards d'euros et les projets hydrogène peuvent être financés avec les axes sur le déploiement des ZFE, les territoires d'industrie en transition écologique et par l'appui en ingénierie. De plus, l'État met régulièrement en place, à travers l'ADEME, un appel à projet « [ÉcosysH₂](#) » qui permet de soutenir le développement d'écosystèmes hydrogène territoriaux ainsi qu'un appel à projet « [Briques technologiques et démonstrateurs](#) ». Comme dit en préambule, l'ADEME finance également des études d'opportunité et de faisabilité. Pour la première fois, l'État va mettre en place, dès 2024, [un appel d'offre annuel pour le soutien de la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone par électrolyse](#) afin de rendre compétitif cette manière de produire l'hydrogène face aux technologies carbonées, notamment le vaporeformage de gaz naturel. Pour ce faire, l'appel d'offre compense l'écart de prix

entre le projet soutenu et le prix de référence de production d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel. Le but est de soutenir le développement de capacité d'électrolyseurs de 150 MW en 2024, 250 MW en 2025 et 600 MW en 2026 avec 4 Md€ en totalité.

- Les régions peuvent également financer partiellement des projets, selon la politique régionale adoptée.
- Les acteurs bancaires peuvent financer les projets notamment [la banque des territoires](#) qui propose du co-financement d'étude et du (co-)investissement dans le projet.

Retrouvez tous les aides disponibles sur la plateforme [Aides-territoires](#).



Le dioxygène produit en parallèle peut également être valorisé, permettant d'une meilleure rentabilité économique de l'écosystème.

Il est à noter que, comme chaque projet d'EnR&R, des retombées économiques et sociales pour le territoire sont à intégrer dans le modèle économique et dans les appréciations du projet. Il s'agit notamment des retombées fiscales comme l'[IFER](#) sur les transformateurs ou sur les installations de production d'énergies renouvelables électriques nécessaires ou des retombées en termes d'emploi qui peuvent être estimées à travers [l'outil Transition Écologique Territoires Emplois \(TETE\)](#).



Depuis le 1^{er} janvier 2023, la Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Énergie Renouvelable dans les Transports (TIRUERT) favorise la substitution de carburants fossiles par de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone ou des carburants dérivés ou utilisant de l'hydrogène pour leur production. Des crédits de minoration du TIRUERT sont donc générés proportionnellement à l'énergie distribuée et sont donc valorisables auprès des assujettis, à l'instar des Certificats d'Économies d'Énergies (CEE).

10. Quels montages juridiques et contractuels pour votre écosystème hydrogène ?

La création d'écosystèmes hydrogène implique différents niveaux de réflexions juridiques : règles de compétence, application des règles de la commande publique, relation avec les délégataires de transports publics et services de collecte, réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement...

Différents montages envisageables aux stades de la production, de la distribution et de la consommation, sur la base de retours d'expérience de projets en fonctionnement ou en cours d'élaboration sont exposés dans [la note dédiée](#). Elle permet également d'alerter les collectivités sur les précautions à prendre pour respecter le cadre juridique actuel et préparer au mieux leur positionnement dans le projet.

Conclusion

Le développement d'un écosystème territorial hydrogène repose sur de nombreux acteurs, consommateurs producteurs, distributeurs, etc pour faire émerger simultanément une offre et une demande équilibrée. Cela pose de nombreuses questions auxquelles doivent répondre les parties prenantes du projet. Le rôle de la collectivité est d'organiser le développement cohérent de l'écosystème, en commençant par le choix des usages de l'hydrogène qui serait produit puis le choix du(des) mode(s) de production, la localisation du(des) site(s) de production vis-à-vis des consommateurs et des moyens de distribution et de stockage choisis.

Des questions très transversales se posent également sur le volet financier pour obtenir un modèle économique viable dans le temps ainsi que sur le volet juridique pour respecter la législation et réglementation en vigueur et anticiper les évolutions de celle-ci compte tenu du caractère nouveau des écosystèmes hydrogène.

Pour aller plus loin

Adhérez à AMORCE et participez aux échanges de son réseau



Consultez nos précédentes publications

- ENT35 – Quels usages du vecteur hydrogène dans les territoires ? – AMORCE, 2020
- ENJ24 – Les montages juridiques d'écosystèmes hydrogène impliquant des collectivités territoriales - AMORCE, 2023

Avec le soutien technique et financier de



Réalisation

Aodrenn LAGADEC, AMORCE

Relecture :

Sophie COLLET, AMORCE

Rémi CAILLATE, AMORCE

François CHOLLET, Syndicat d'Énergies de Vendée

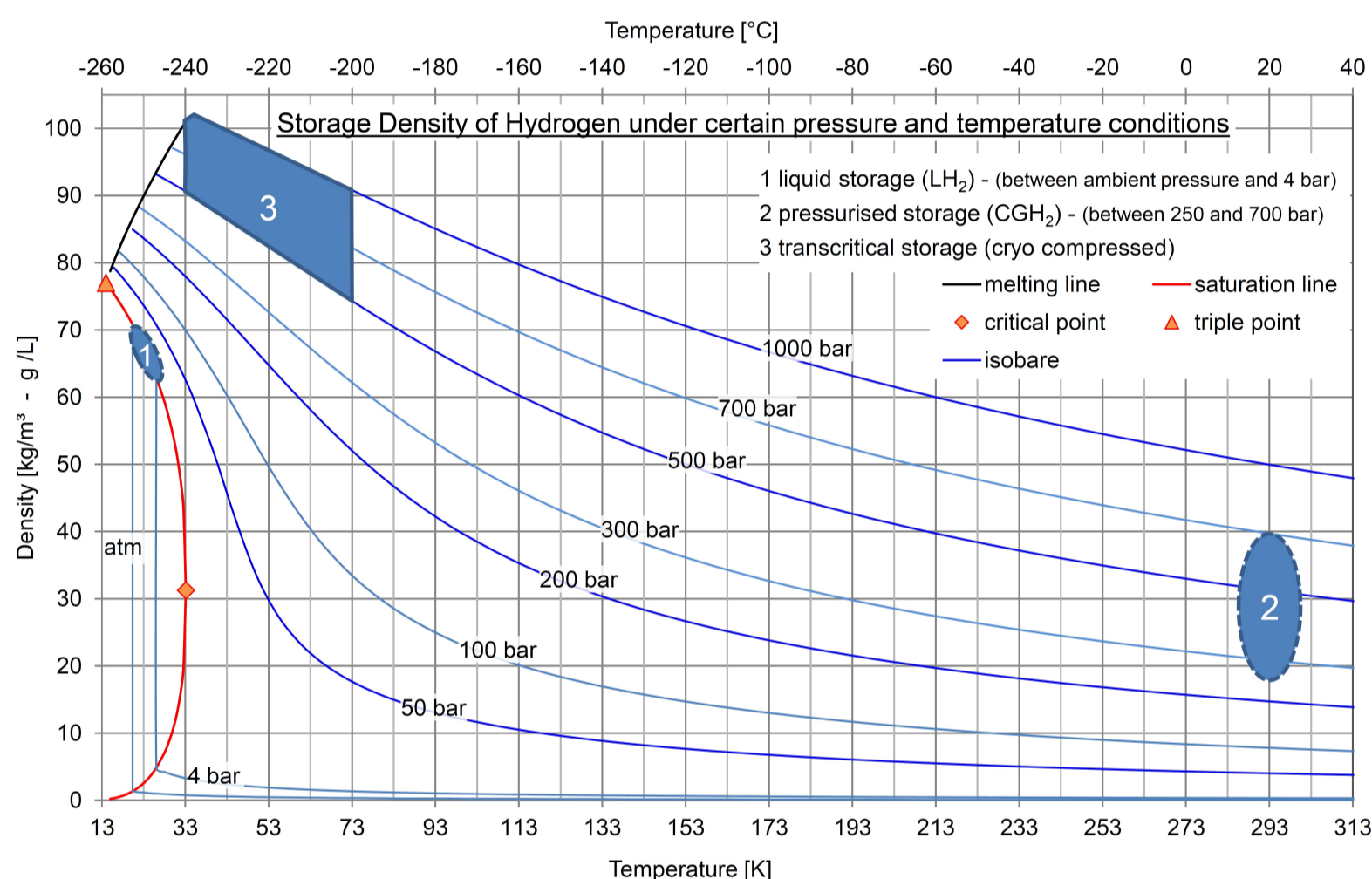
Aurélien MICHEL, CC Touraine Vallée de l'Indre

Annexes

Annexe 1 : Les propriétés physiques de l'hydrogène

	Dihydrogène (H ₂)	Essence	Méthane (CH ₄)
Densité volumique (kg/m ³)	0,08988	735	0,6709
Densité énergétique* (kWh/kg)	39,41	12,78	15,42

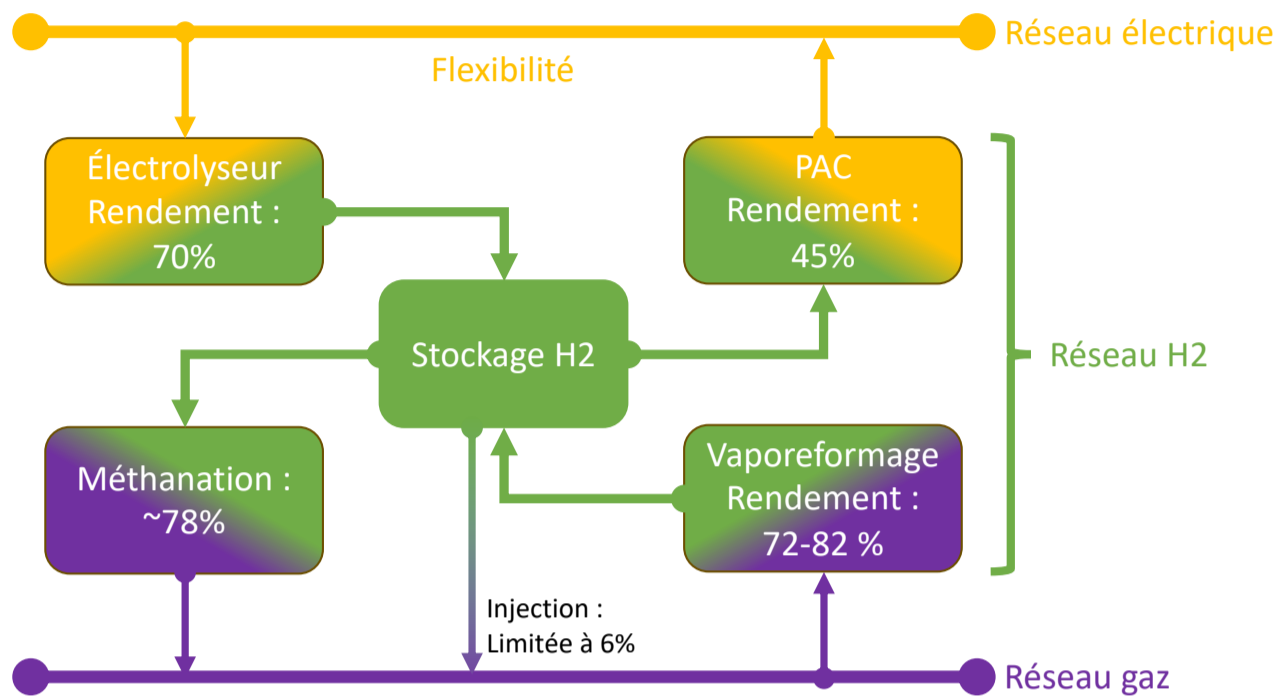
*en prenant le PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur



Pour obtenir une densité volumique élevée et ainsi stocker et distribuer au mieux l'hydrogène, 3 solutions utilisant les propriétés physiques de l'hydrogène sont possibles.

1. La liquéfaction de l'hydrogène à pression atmosphérique en refroidissant à -253°C , ce qui lui permet d'atteindre jusqu'à 70kg/m^3 . Néanmoins, refroidir l'hydrogène consomme en permanence de l'énergie et contraint fortement cet usage à des besoins spécifiques.
2. La compression de l'hydrogène à température ambiante entre 200 et 700 bars généralement. Cela peut aller jusqu'à 900 bars, ce qui permet d'atteindre les 47kg/m^3 . Les matériaux des équipements doivent combiner une bonne résistance aux pressions exercées et une bonne imperméabilité à l'hydrogène. La compression consomme proportionnellement plus d'énergie si la pression est plus élevée.
3. La super criticité de l'hydrogène, en combinant refroidissement entre -240°C et -200°C et une compression entre 500 et 1000 bars. Cette technique, très gourmande en énergie, demande une technicité importante mais permet d'atteindre de niveau de densité volumique entre 75 et 100kg/m^3 . Ainsi, cette technique est aujourd'hui très peu utilisée et est réservée à des besoins très spécifiques.

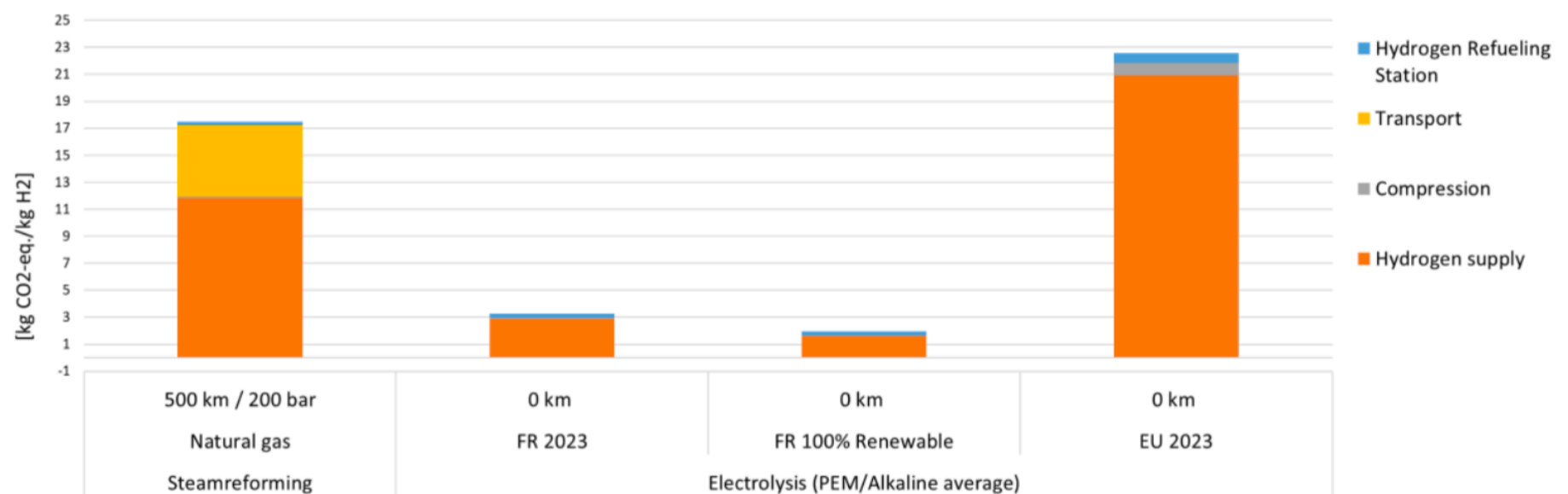
Annexe 2 : Les services réseau de l'hydrogène



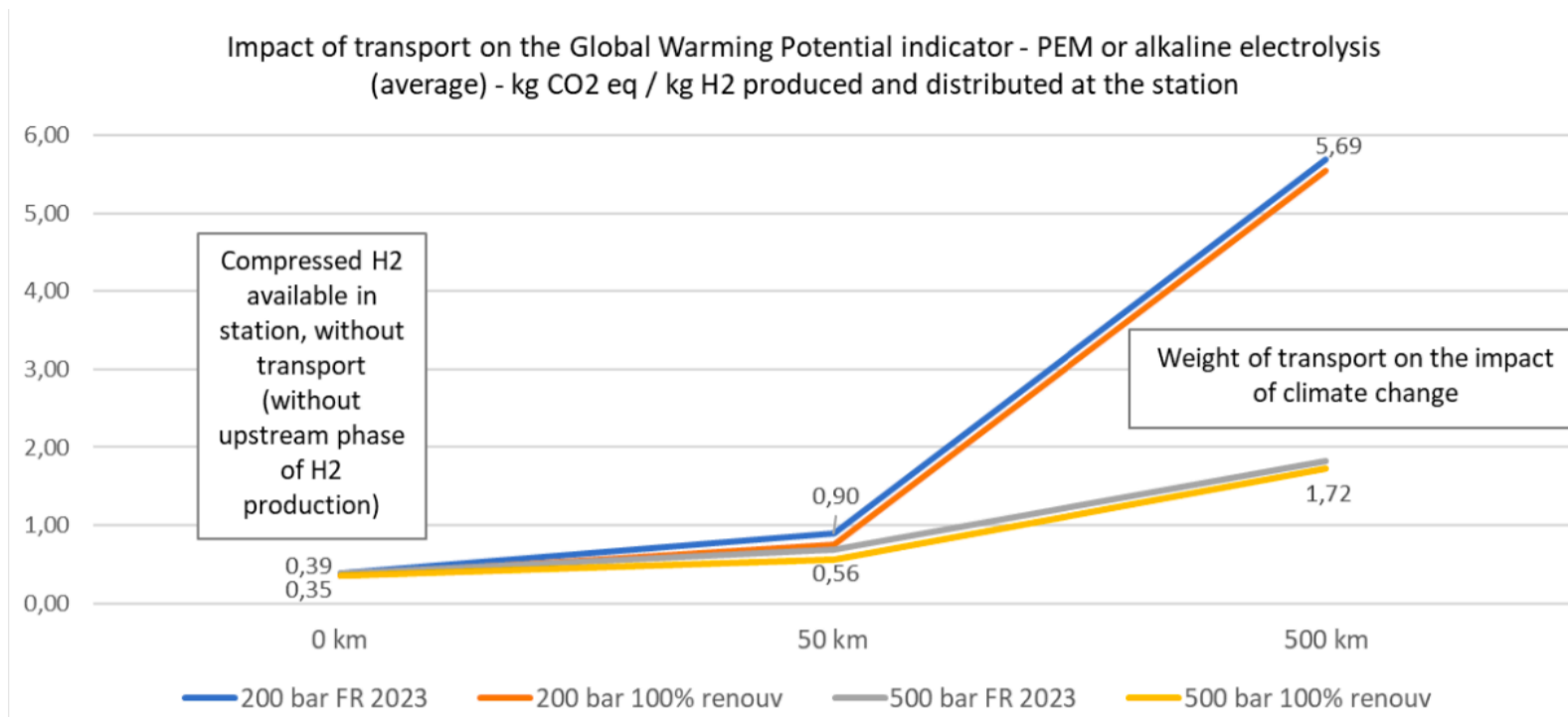
L'hydrogène est un vecteur énergétique intéressant car il fait le lien entre le réseau d'électricité et de gaz. Il peut ainsi être produit à partir d'électricité et de gaz mais également produire de l'électricité par les Piles À Combustibles (PAC) et du gaz par méthanation. Il peut également être directement injecté dans le réseau de gaz dans la limite des 6%.

Annexe 3 : Le bilan carbone de l'hydrogène (source : [ADEME – analyse de cycle de vie relatif à l'hydrogène](#))

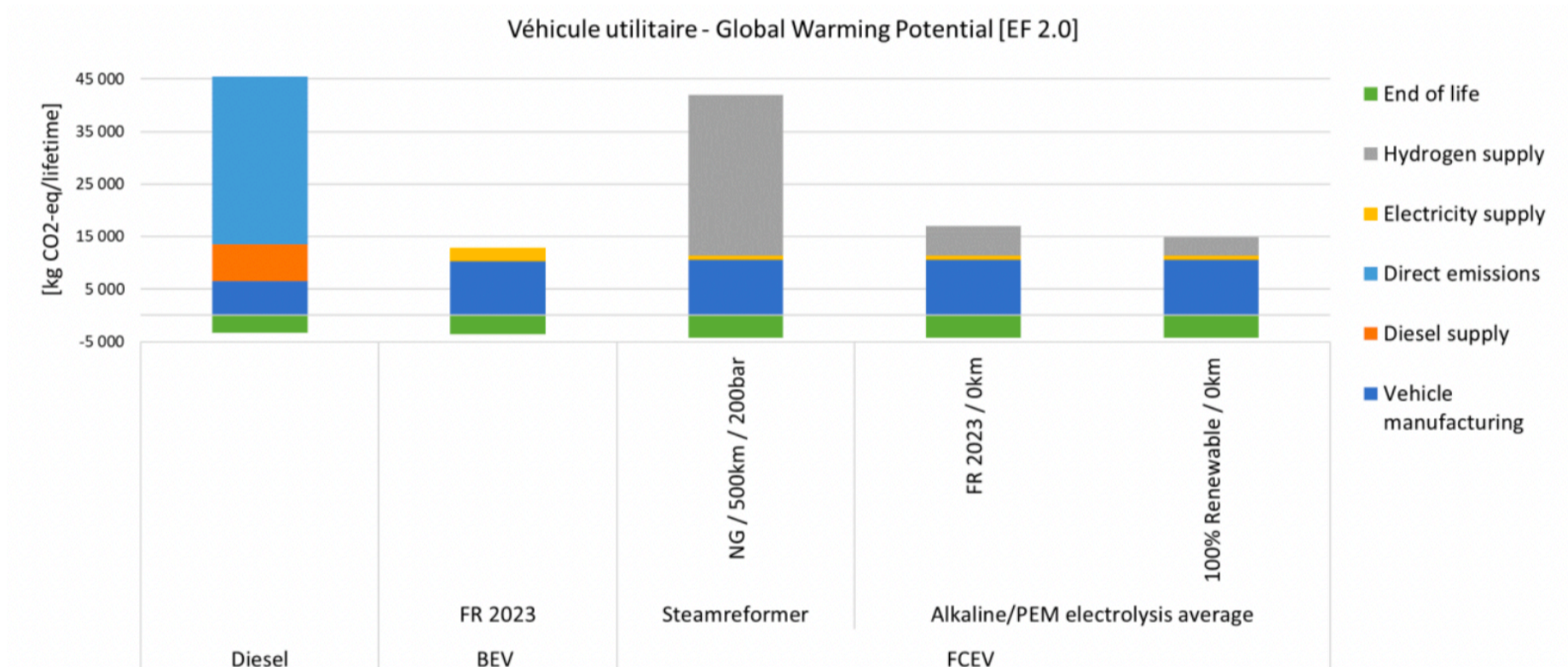
Production et distribution d'H2 - Global Warming Potential [EF 2.0]



Le bilan carbone de l'hydrogène dépend grandement du mode de production et du transport. La production par vaporeformage de gaz naturel est fortement émettrice ainsi que la production par électrolyse alimentée en électricité par le réseau européen fortement carboné. Pour limiter l'empreinte carbone de la production et développer la souveraineté énergétique, il faut donc produire par électrolyse alimentée en électricité renouvelable.



Le transport de l'hydrogène impacte fortement le bilan carbone, notamment lorsque la quantité d'hydrogène transportée est faible (faible pression). Il est ainsi recommandé de produire l'hydrogène au plus proche des sites de distribution et de consommation.



Les véhicules électriques à hydrogène et à batterie sont plus gourmands en matière première, ce qui augmente sensiblement l'impact carbone de la fabrication (x1,7 par rapport au diesel). Néanmoins, durant le fonctionnement du véhicule, les émissions sont faibles à condition de produire distribuer l'hydrogène de manière pertinente (voir au-dessus). Dans le cas contraire, le bilan carbone d'un véhicule hydrogène et d'un véhicule diesel peuvent être similaire, ce qui ne contribue pas à la transition énergétique et climatique.