LIGNES DIRECTRICES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉCOSYSTÈME LOCAL DE L'HYDROGÈNE VERT ALPIN

Capitalisation de l'écosystème vert alpin local H_2

Interreg
Alpine Space
Co-funded by the European Union
AMETHyST

TABLE DES MATIÈRES

1 INTRODUCTION 3

2 ÉVALUER LA PERTINENCE DES ÉCOSYSTÈMES ALPINS À HYDROGÈNE VERT 5

Identification de la région alpine de référence 8

Potentiel des ressources renouvelables 8

Identifier la demande potentielle 11

Comment relier la production et la demande ? 12

Impact environnemental et social potentiel 13

Comprendre le déroulement du processus 14

3. CONCEVOIR DES ÉCOSYSTÈMES ALPINS À HYDROGÈNE VERT 15

Coupler la demande à la production 16

Sélectionner les technologies les plus adaptées 17

Évaluation technico-économique 32

4. RÉFÉRENCES 33

1 INTRODUCTION

La transition vers l'hydrogène vert (H_2) représente une opportunité clé pour la mise en place d'un modèle énergétique durable dans les régions alpines. Cependant, certaines considérations doivent être prises en compte. Alors que l'hydrogène est souvent présenté comme la pierre angulaire de la transition énergétique durable, sa production à partir de sources renouvelables est toujours confrontée à des coûts élevés et à des défis technologiques non relevés. Sans une planification minutieuse, les projets H risquent de s'avérer être des investissements inefficaces plutôt que de véritables solutions de décarbonisation.

L'hydrogène peut être produit de multiples façons. En fait, sur les quelque 230 Mt produites annuellement au niveau mondial, plus de 95 % proviennent du reformage du méthane à la vapeur (SMR), un processus qui utilise le méthane à la fois comme matière première et comme source d'énergie. Ce procédé implique une émission comprise entre 7,5 et 12 kg de CO_2 par kg d'hydrogène produit [1, 2, 3]. En 2023, ce processus était responsable de l'émission de 920 Mt de CO_2 [4]. Ce type d'hydrogène est principalement utilisé pour la production d'engrais.

Le projet INTERREG AMETHyST se concentre sur les vallées alpines, où l'hydrogène ne peut jouer un rôle stratégique que lorsque l'électrification n'est pas une option viable. Cela signifie que l'hydrogène devrait être envisagé principalement pour les secteurs ou les zones où l'électrification directe est impossible, et c'est là que les flux d'investissement devraient être canalisés. Pour toutes les autres applications, l'électrification reste la priorité car elle est plus efficace et économiquement durable.

Il est également essentiel de reconnaître que l'hydrogène a un faible rendement global, de sa production à son utilisation finale. Les pertes de conversion à chaque étape du processus se traduisent par un rendement du puits à la roue souvent inférieur à 30 %, et le maintien de ce niveau nécessite des systèmes hautement optimisés. Alors que nous nous dirigeons vers un système énergétique plus propre, nous devons veiller à ce que la transition ne conduise pas à un paysage énergétique encore moins efficace. Une planification réfléchie, une préparation technologique et une vision stratégique claire sont essentielles pour intégrer l'hydrogène là où c'est vraiment utile, tout en évitant les gaspillages énergétiques et financiers superflus.

Ce document fournit une méthodologie étape par étape pour guider la conception, l'expérimentation et l'évaluation des applications de H_2 vertes dans les contextes alpins.

La méthodologie commence par une évaluation de l'écosystème local, en analysant la disponibilité des sources d'énergie renouvelables, la demande potentielle d'hydrogène et la capacité de production. Elle se concentre ensuite sur le déroulement du processus, en distinguant les étapes clés et en évaluant les incidences environnementales et sociales du déploiement de l'H_2.

Dans la phase de conception, la méthodologie se concentre sur l'alignement de la production sur la demande, la sélection des technologies les plus appropriées et la réalisation d'une étude de faisabilité technico-économique pour garantir la viabilité à long terme.

Ces lignes directrices s'appuient sur les résultats des essais pilotes menés dans le cadre des activités du projet et fournissent une base solide pour la mise à l'échelle des solutions H_2 vertes dans les différentes régions alpines. La méthodologie est particulièrement utile pour les autorités publiques (AP) et les développeurs de projets H_2, car elle facilite la prise de décision éclairée et la planification stratégique.

2 ÉVALUER LA PERTINENCE DES ÉCOSYSTÈMES ALPINS À HYDROGÈNE VERT

Dans cette première phase, les principales caractéristiques du territoire sont identifiées pour le développement d'écosystèmes hydrogène afin de déterminer la faisabilité réelle du projet et d'assurer une utilisation rationnelle des ressources. Cette étape est fondamentale pour éviter les investissements inefficaces et pour garantir que l'hydrogène n'est utilisé que lorsqu'il représente la solution la plus efficace par rapport à l'électrification directe.

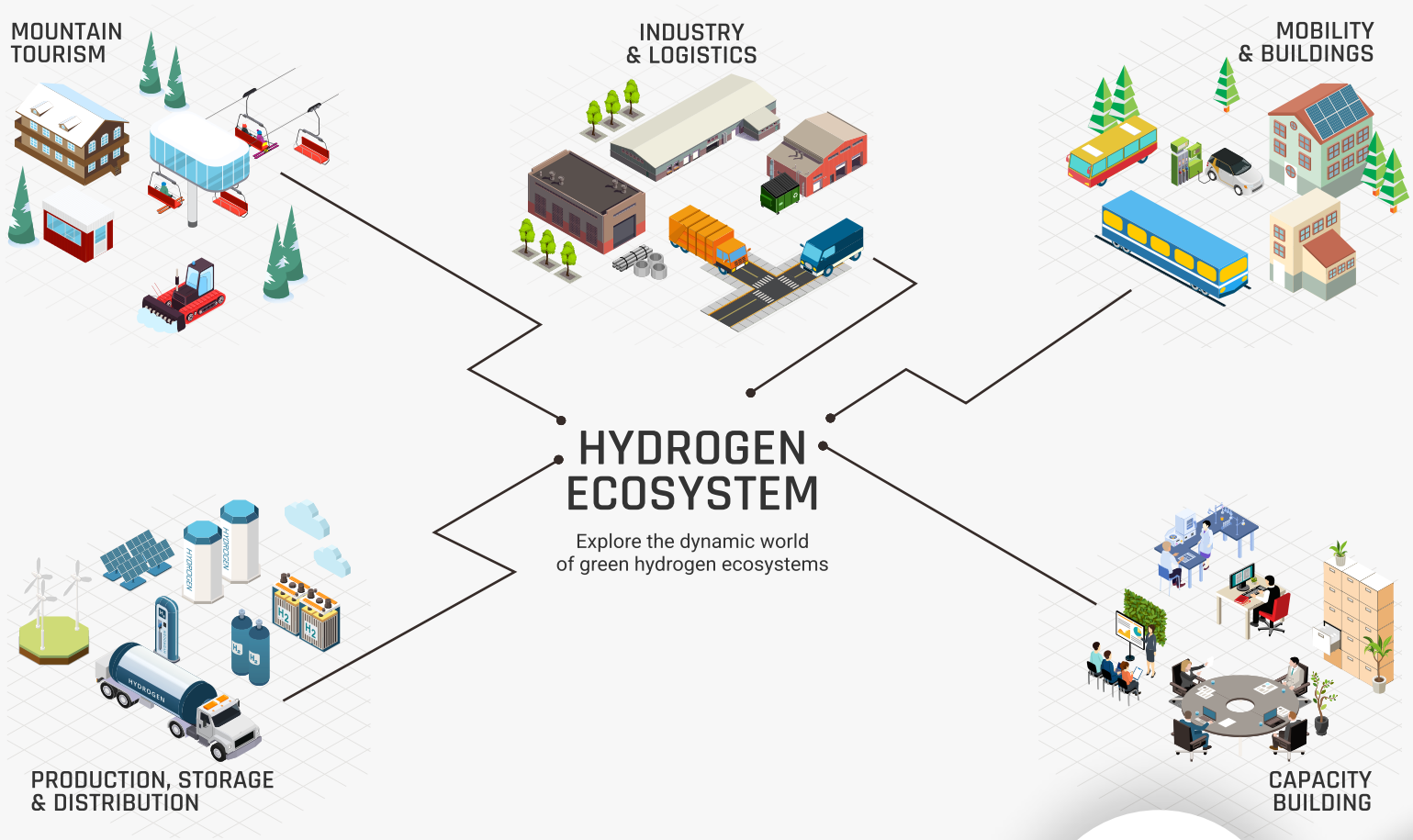
Pour que la transition énergétique soit un succès, il est nécessaire d'exploiter le potentiel du territoire et de comprendre s'il est adapté à la solution examinée, plutôt que d'imposer des modèles d'en haut, en créant des processus qui, au fil du temps, se révèlent invariablement non durables, tant sur le plan économique qu'environnemental.

L'analyse du potentiel est structurée en différents niveaux :

- **Identification de la région alpine de référence.**
- **Analyse des sources d'énergie renouvelables existantes et disponibles :** la disponibilité et le potentiel de la production locale d'énergie à partir de sources renouvelables (photovoltaïque, éolienne, hydroélectrique, biomasse) sont analysés afin de garantir que la production d'hydrogène est réellement verte et durable.
- **Évaluation de la demande locale d'hydrogène :** les secteurs et les applications où l'hydrogène peut être consommé sont identifiés, par exemple dans les transports lourds, les processus industriels difficiles à électrifier ou dans des contextes isolés où l'électrification n'est pas possible.
- **Évaluation de la structure du réseau énergétique :** le réseau électrique local est analysé pour comprendre si l'énergie renouvelable disponible est plus efficacement utilisable directement ou si un stockage sous forme d'hydrogène est nécessaire pour gérer les excédents de production ou les besoins spécifiques.
- **Analyse du potentiel de production d'hydrogène :** il s'agit d'évaluer la quantité d'hydrogène qui pourrait être produite localement par rapport à la disponibilité de l'énergie et aux infrastructures existantes ou prévues.
- **Évaluation de l'impact environnemental et social :** outre les aspects techniques, il est essentiel d'évaluer les conséquences écologiques et sociales d'un écosystème H_2 sur le territoire, en veillant à ce qu'il soit réellement durable et accepté par la communauté locale.

Cette phase préliminaire permet d'établir si l'hydrogène est un choix judicieux pour le territoire considéré ou si d'autres stratégies de décarbonisation sont plus appropriées. Une évaluation approfondie évite le gaspillage de ressources et permet de développer des projets ciblés, avec un impact concret et durable.

L'image ci-dessous met en évidence les principales caractéristiques d'un écosystème hydrogène. Une infographie interactive est disponible à l'adresse suivante : https://skhyline.eu/.



IDENTIFICATION DE LA REGION ALPINE DE REFERENCE

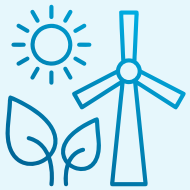
La première étape consiste à identifier la région de référence, c'est-à-dire la délimiter territorialement au-delà d'une signification purement politique ou géographique. Les modalités peuvent être différentes selon le contexte : la délimitation peut être effectuée pour des raisons géographiques frontalières, démographiques, etc. Outre les motivations et les paramètres pris en compte, le contexte dans lequel le projet est délimité détermine les paramètres permettant de garantir sa durabilité sur les plans technique, économique, social et environnemental.

POTENTIEL DES RESSOURCES RENOUVELABLES

La Commission européenne a adopté une stratégie qui définit les conditions dans lesquelles l'hydrogène, les carburants à base d'hydrogène et d'autres vecteurs énergétiques peuvent être considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO). Ces actes clarifient l'application du principe d'additionnalité et sont entrés en vigueur le 10 juillet 2023.

Le principe d'additionnalité pour l'hydrogène renouvelable est défini dans les actes délégués de l'UE sur l'hydrogène renouvelable - adoptés en juin 2023 - et prévoit une mise en œuvre progressive. Le processus de mise en œuvre prévoit une phase transitoire initiale pour les projets démarrant avant le 1er janvier 2028, au cours de laquelle les exigences en matière d'additionnalité seront appliquées avec souplesse. Au cours de cette période, les producteurs pourront ajuster la production d'hydrogène aux sources renouvelables sur une base mensuelle. La mise en œuvre complète sera effective à partir du 1er janvier 2030, date à laquelle l'additionnalité deviendra plus stricte, exigeant une concordance temporelle plus rigoureuse (probablement horaire ou quotidienne). Les États membres peuvent toutefois prévoir des règles plus strictes dès le 1er juillet 2027.

Le principe est appliqué à travers trois critères principaux :

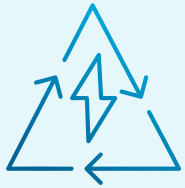


SOURCES D'ÉNERGIE :

- Les électrolyseurs doivent utiliser de l'électricité produite par de nouvelles installations renouvelables (qui n'existaient pas au début du projet).
- Alternatives autorisées :
  - Raccordement à un réseau électrique avec ≥90% d'énergie renouvelable en moyenne annuelle.
  - Émissions inférieures à 18 gCO_2eq/MJ (environ 56 gCO_2/kWh).

CORRÉLATION TEMPORELLE ET SPATIALE :

- Temporel : l'énergie renouvelable doit être produite au cours de la même période (heure/jour/mois) pendant laquelle l'électrolyseur fonctionne.
- Spatial : La production doit avoir lieu dans la même zone de marché de l'électricité (zone d'appel d'offres) ou dans des zones offshore interconnectées.



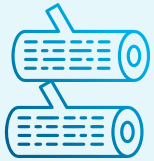
INSTRUMENTS CONTRACTUELS :

- Accords d'achat d'électricité (AAE) avec les nouvelles centrales d'énergie renouvelable.
- Autoproduction directe d'énergie renouvelable.
- Jusqu'en 2030, une corrélation mensuelle entre la production d'hydrogène et les sources d'énergie renouvelables est autorisée. Pour les projets lancés avant 2028, l'utilisation de l'électricité du réseau est autorisée à condition qu'elle soit compensée par de nouveaux contrats d'achat d'électricité renouvelable dans le même État membre.

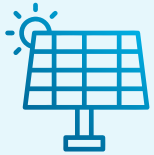
Ce cadre vise à garantir que les approvisionnements croissants en hydrogène renouvelable soient connectés à la production d'énergie renouvelable nouvelle, plutôt qu'à la production existante, afin d'encourager l'augmentation du volume d'énergie renouvelable disponible dans l'UE.

Partant de cette hypothèse, il est important d'identifier les sources renouvelables les plus présentes sur le territoire, ou plutôt les plus disponibles.

Une fois les limites du système connues, le potentiel des sources d'énergie renouvelables sur le territoire est analysé. Une brève liste de sources potentielles typiques des réalités alpines est fournie ci-dessous.



BIOMASSE LIGNEUSE : c'est l'une des sources les plus disponibles sur le territoire alpin. Malgré sa diffusion et l'augmentation de la couverture forestière dans certains territoires, une estimation réaliste de la biomasse récupérable avec une gestion durable des terres est loin d'être simple. Compte tenu de l'utilisation actuelle à des fins de chauffage et les faibles rendements de la conversion électrique par combustion, la production d'hydrogène par électrolyse à partir de cette source est absolument déconseillée. En revanche, les avancées technologiques en matière de production d'hydrogène par pyrolyse et gazéification (TRL 5-6) font actuellement l'objet d'études.



PHOTOVOLTAÏQUE : bien que cette source ne soit pas privilégiée dans l'environnement alpin en raison de la productivité limitée due à un ensoleillement moindre par rapport aux territoires de plaine, la nouvelle génération de panneaux photovoltaïques (en particulier les panneaux solaires bifaciaux) permet d'envisager des solutions intéressantes, qui étaient jusqu'à il y a quelques années, certainement moins commodes. D'autres solutions qui répartissent la production en atténuant les pics de production durant les heures centrales de la journée, plutôt que de maximiser la productivité annuelle, peuvent également s'avérer intéressantes. La redistribution de la production le matin (exposition est) et le soir (exposition ouest) peut également être intéressante. La page du CCR est une bonne référence pour les évaluations en termes de prévisions de production de toute nouvelle usine.

HYDROÉLECTRICITÉ : bien que la diffusion de cette source dans l'environnement alpin soit la première en importance pour la production d'électricité, les territoires alpins sont souvent déjà largement saturés en termes de centrales de production hydroélectrique. Il est donc conseillé d'évaluer les éventuels excédents des centrales existantes, en les utilisant pour la production d'hydrogène plutôt que pour l'injection dans le réseau. Du point de vue de la durabilité économique, cette possibilité doit être soigneusement évaluée, en comparant les avantages potentiels de la production d'hydrogène avec les ventes directes au réseau électrique. Dans le cas de l'installation de nouvelles centrales, il est important de prendre en compte les exigences relatives au respect des normes environnementales et au débit minimum du cours d'eau, en particulier si l'on considère les variations locales des régimes de précipitations dues au changement climatique. Dans le cas des installations de bassin, en particulier lorsque le pompage est possible, il est déconseillé d'utiliser ces installations pour la production d'hydrogène, car il est alors recommandé d'exploiter la capacité de stockage afin d'atténuer les pics de demande.

VENT : bien que cette source ne soit pas aussi répandue que les précédentes dans l'environnement alpin, son utilisation pour la production d'hydrogène renouvelable n'est pas à exclure. Ceci est encore plus valable en termes de couplage avec le photovoltaïque, ces sources étant souvent complémentaires en termes de production horaire et saisonnière. Les pages suivantes contiennent des références utiles pour évaluer les prévisions de production des nouvelles usines à l'échelle européenne et mondiale.

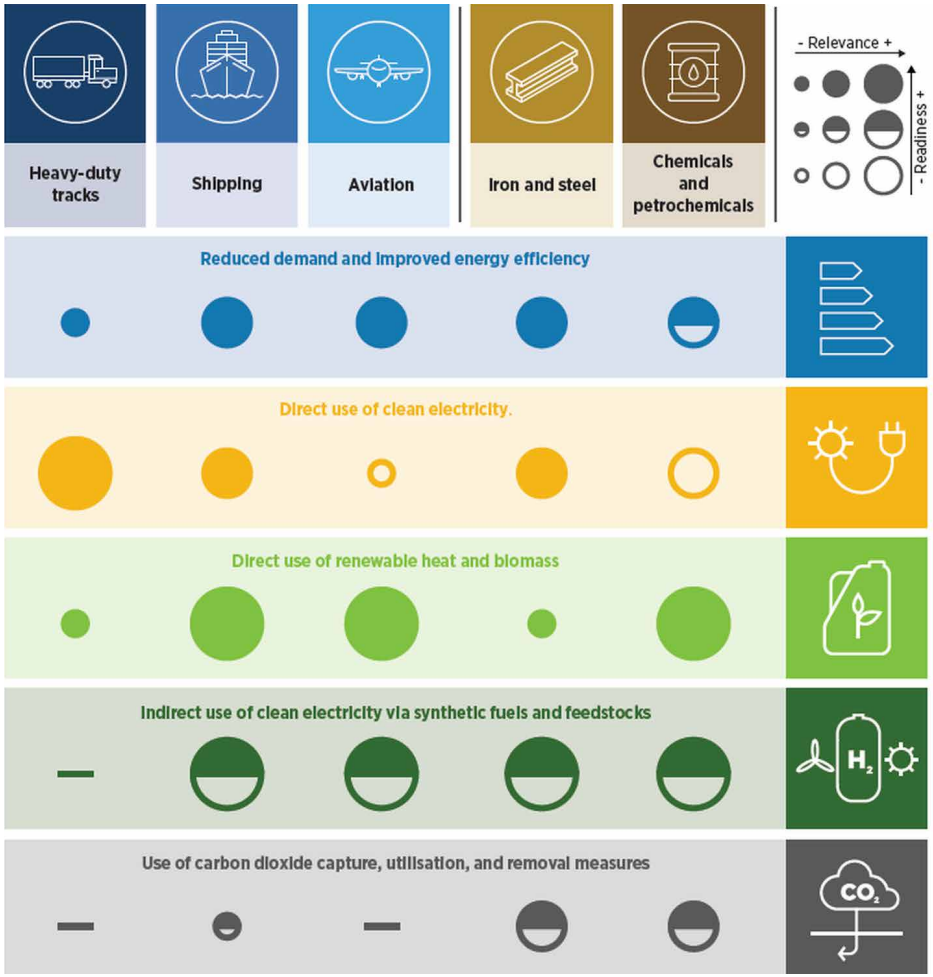
IDENTIFIER LA DEMANDE POTENTIELLE

Un autre aspect clé est la définition de la demande potentielle, c'est-à-dire l'identification des utilisations potentielles de l'hydrogène dans le contexte identifié. Comme nous l'avons souligné précédemment, il est essentiel d'identifier la demande dans les applications et les services où l'électrification n'est pas possible, étant donné l'efficacité moindre de l'hydrogène par rapport à l'utilisation directe de l'électricité [5].

Voici quelques exemples d'applications :

- Transport lourd sur des terrains accidentés ou escarpés
- Industries nécessitant une chaleur à haute température
- Utilisation de véhicules lourds pour des applications liées au tourisme (par exemple, dameuses)

L'utilisation de l'hydrogène pour le chauffage domestique est généralement déconseillée en raison de la faible efficacité globale de la chaîne de production et d'utilisation de l'hydrogène vert, en particulier lorsqu'elle est évaluée du point de vue de l'efficacité énergétique ou de la seconde loi. Les multiples étapes de conversion impliquées - de l'électricité à l'hydrogène et d'hydrogène à l'énergie thermique - entraînent des pertes d'énergie significatives, ce qui rend l'électrification directe ou d'autres solutions renouvelables nettement plus efficaces. Il est donc nécessaire d'identifier les secteurs difficiles à décarboniser dans la région et d'évaluer les utilisations potentielles de l'hydrogène par rapport à d'autres technologies sans carbone, en particulier en ce qui concerne le potentiel d'électrification. Il est utile d'estimer la demande potentielle en termes de quantité et, si possible, de conditions thermodynamiques (en particulier l'état d'agrégation et la pression de fonctionnement des dispositifs). Ces paramètres sont fondamentaux pour évaluer le processus en amont.



Summary of the key technological pathways and readiness assessment for selected sectors

Image tirée du rapport technique de l'IRENA, 2024 [6].

COMMENT RELIER LA PRODUCTION ET LA DEMANDE ?

Une fois les potentiels de production et d'utilisation identifiés, il faut croiser l'offre et la demande. Une première estimation quantitative doit être réalisée en évaluant la production et la demande annuelle. La priorité est donnée à la disponibilité de l'électricité pour la production d'hydrogène, principal facteur déterminant la production. Si la demande est inférieure à la production, il convient d'approfondir l'évaluation économique afin d'optimiser la taille des centrales renouvelables et d'assurer leur pérennité économique/financière.

Une analyse qualitative plus poussée doit être menée, notamment en ce qui concerne l'évaluation de la production saisonnière. Dans le cas des centrales photovoltaïques, la production sera plus élevée en été, alors que pour l'énergie éolienne, ce sera l'inverse. La demande connaît-elle un pic reconnu ? Ou est-elle constante tout au long de l'année ?

Plus le découplage entre la production et la demande est important, plus le besoin de stockage est élevé, ce qui entraîne une hausse du coût de l'ensemble du système de production.

IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL POTENTIEL

Dans le cadre de l'analyse du contexte du développement d'un écosystème hydrogène vert, il convient d'évaluer l'activité humaine ainsi que les défis environnementaux et sociaux.

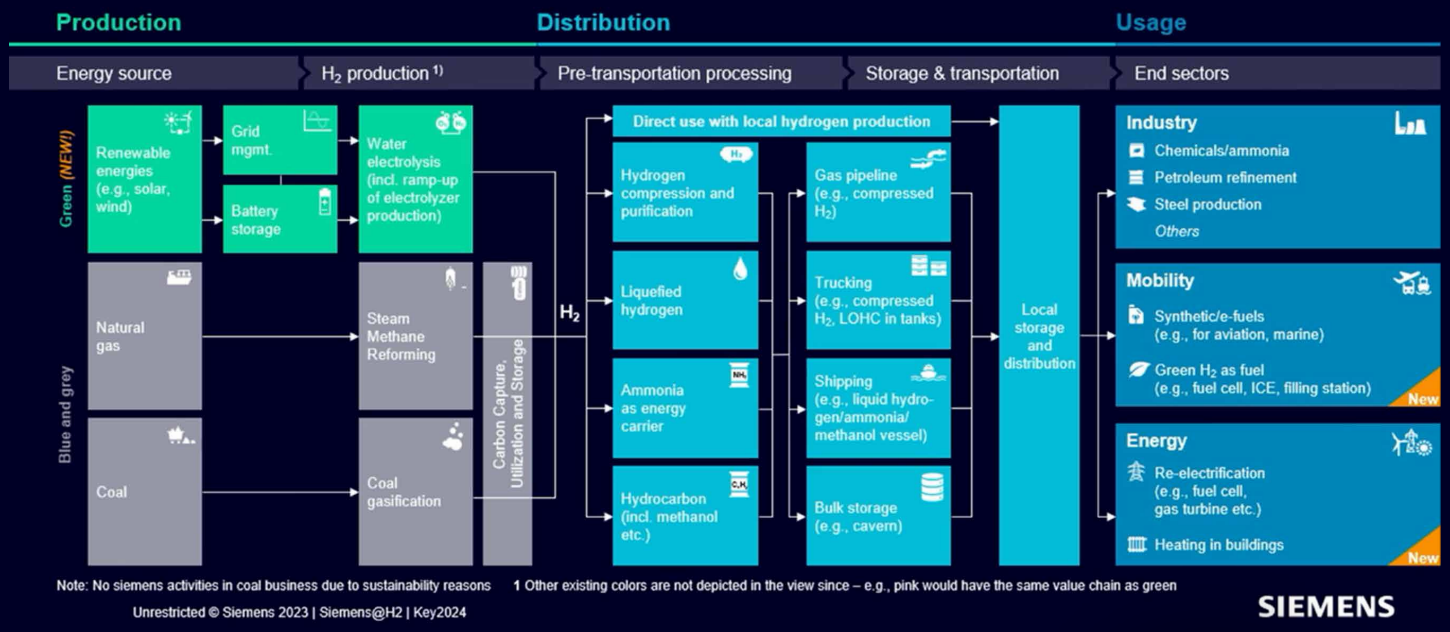
1. Au niveau social, l'engagement de la communauté est crucial pour éviter les phénomènes NIMBY (Not In My Backyard), qui sont de plus en plus fréquents aujourd'hui. L'acceptation du public est essentielle à la réussite de la mise en œuvre des projets liés à l'hydrogène, car l'opposition locale pourrait retarder ou compromettre les initiatives. Il est essentiel de communiquer de manière transparente sur les avantages de l'hydrogène, en mettant en avant la réduction des émissions et l'amélioration de la qualité de l'air, tout en répondant aux préoccupations concernant la sécurité, l'impact environnemental et l'utilisation des ressources.

2. D'un point de vue environnemental, la production et l'utilisation de l'hydrogène doivent être gérées avec soin afin de minimiser les empreintes écologiques. Par exemple, si l'hydrogène peut décarboniser des secteurs difficiles à abattre comme les transports lourds et les processus industriels à haute température, sa production doit s'appuyer sur des sources d'énergie renouvelables pour éviter de déplacer les émissions en amont. En outre, l'infrastructure de stockage et de distribution de l'hydrogène doit être conçue de manière à minimiser l'utilisation des sols et l'impact visuel, en particulier dans les environnements alpins sensibles.

3. La question controversée de l'utilisation de l'eau [7] pourrait se poser. Par exemple, la production d'hydrogène dans les stations de ski nécessiterait de l'eau supplémentaire par rapport à la production de neige artificielle. On estime que la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite 30 à 50 litres d'eau [8]. Cela pourrait exacerber les problèmes de pénurie d'eau, en particulier dans les régions alpines où les ressources en eau sont déjà sous pression en raison du changement climatique et de la forte demande pour les activités liées au tourisme.

COMPRENDRE LE DEROULEMENT DU PROCESSUS

La dernière étape de ce processus préliminaire consiste à visualiser les différentes phases en termes techniques : production, stockage, transport, utilisation. Chacune de ces phases implique des infrastructures spécifiques, qui sont actuellement assez coûteuses. Pour optimiser l'ensemble du processus, il est nécessaire d'établir des liens dès les phases préliminaires. En outre, il est essentiel d'impliquer toutes les parties prenantes concernées et de favoriser le dialogue, l'échange de connaissances et la consultation, en particulier en ce qui concerne la production et l'utilisation. Le principal moteur est, en fait, la demande de carburant. Enfin, il est utile de vérifier les sources de financement et les mesures d'incitation possibles. L'image suivante est tirée de la présentation à Key Energy 2024, "Un partner tecnologico e affidabile lungo la catena del valore dell'idrogeno", de Valentina Dondi, Sales Director Chemical O&G Vertical market, Siemens Spa. (« Un partenaire technologique et fiable tout au long de la chaîne de valeur de l'hydrogène » lors du Key Energy 2024, par Valentina Dondi, directrice des ventes pour le secteur des produits chimiques et du pétrole, chez Siemens Spa.)



Production of green hydrogen and usage in industry, mobility, and energy as emerging elements in the hydrogen value chain

3 CONCEVOIR DES ÉCOSYSTÈMES ALPINS À HYDROGÈNE VERT

Il s'agit maintenant de choisir les technologies les mieux adaptées à l'écosystème identifié. Même si la technologie de l'hydrogène connaît une croissance rapide et une adaptation au marché, la chaîne d'approvisionnement n'est pas encore tout à fait au point. Cela a inévitablement une incidence sur les coûts des technologies associées. Les coûts peuvent varier considérablement en fonction de la technologie choisie, même au cours de la même phase du processus, et il est souvent difficile de procéder à des évaluations déterministes des paramètres techniques en raison du manque de données dans la littérature. En effet, de nombreuses technologies n'ont pas encore été testées sur de longues périodes dans des conditions de stress prolongées. Dans de nombreux cas, il est nécessaire de se référer à des publications scientifiques pour suivre l'évolution des technologies de l'hydrogène.

Le point essentiel est qu'une technologie ne vaut souvent pas l'autre en termes de coûts/bénéfices et qu'il est très difficile de maintenir des critères de durabilité adéquats sans prendre en compte l'écosystème dans son ensemble, et non pas de manière compartimentée. Par exemple, la compression de l'hydrogène à 500 ou 1000 bars en aval de l'électrolyseur entraîne une différence significative en termes de coûts et d'efficacité pour l'ensemble du processus.

COUPLER LA DEMANDE A LA PRODUCTION

Comme nous l'avons déjà mentionné, la première étape à franchir est le couplage entre l'offre et la demande.

Plus la production d'hydrogène coïncide en termes temporels (à différentes échelles : saisonnière, mensuelle, quotidienne) avec les besoins de consommation des utilisateurs, plus les "temps d'arrêt" sont réduits, mais surtout la taille du stockage est réduite, ce qui peut avoir un impact significatif sur le CAPEx final, s'il est mal dimensionné. Ces considérations sont prises en compte dans l'évaluation de la logistique et du transport.

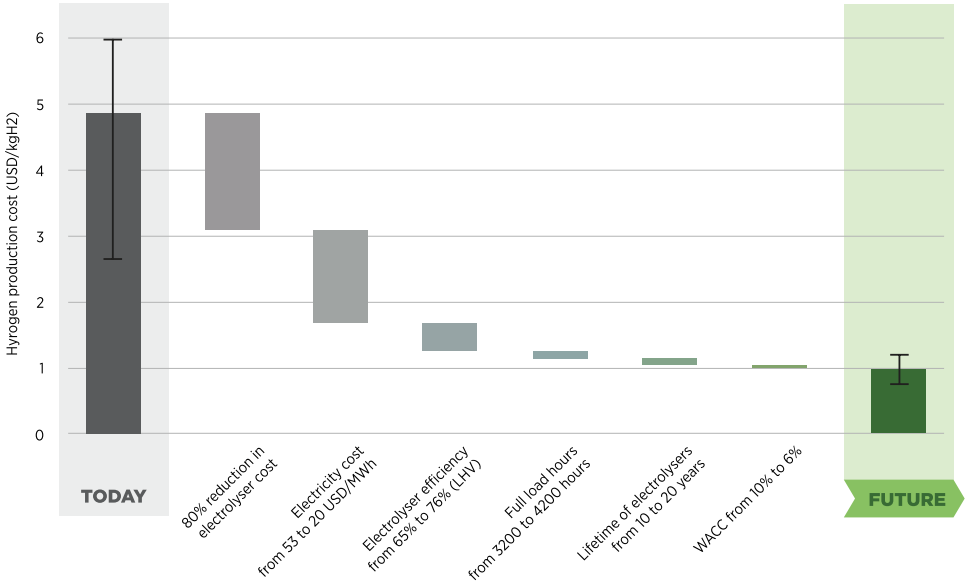
En d'autres termes, l'adéquation entre l'offre et la demande devrait être inhérente aux premières étapes de la conception des centrales de production d'énergie renouvelable. Il est évident que le même raisonnement ne s'applique pas aux installations déjà existantes. Dans ce cas, il convient d'évaluer si l'investissement en termes de production d'hydrogène est avantageux par rapport à l'injection d'électricité dans le réseau.

L'intégration d'autres usines de production/utilisateurs de consommation qui ne sont pas localisés dans la zone considérée doit être évaluée au cas par cas. Il est évident que la réduction de la distance diminue les coûts de transport, tant en termes énergétiques qu'économiques.

Le graphique ci-dessous présente une vue éclatée des coûts de production à considérer en termes qualitatifs.

L'image suivante est tirée du rapport technique de l'IRENA, 2020 [9].

A combination of cost reductions in electricity and electrolysers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.

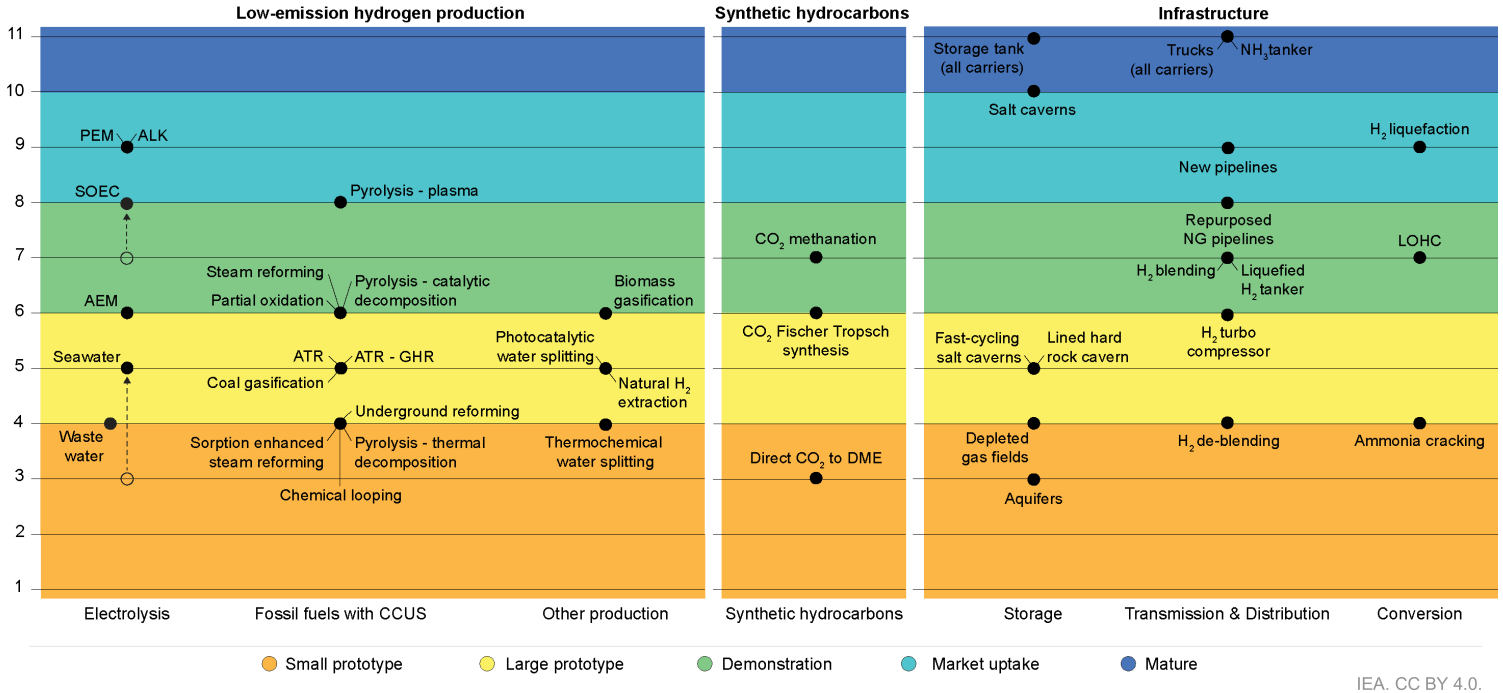


Note: 'Today' captures best and average conditions. 'Average' signifies an investment of USD 770/kilowatt (kW), efficiency of 65% (lower heating value – LHV), an electricity price of USD 53/MWh, full load hours of 3200 (onshore wind), and a weighted average cost of capital (WACC) of 10% (relatively high risk). 'Best' signifies investment of USD 130/kW, efficiency of 76% (LHV), electricity price of USD 20/MWh, full load hours of 4200 (onshore wind), and a WACC of 6% (similar to renewable electricity today).

SELECTIONNER LES TECHNOLOGIES LES PLUS ADAPTEES

Le choix de la technologie dépend des caractéristiques de l'installation. Il est tout d'abord essentiel de connaître les avancées technologiques dans ce domaine. Deuxièmement, le choix d'une technologie prête à être commercialisée est une condition préalable à la réussite du projet. La capacité d'évaluer le niveau de maturité des technologies sur le marché est aussi précieuse qu'une planification minutieuse. L'image suivante est tirée du site web de l'AIE (Agence internationale de l'énergie).

Technology readiness levels of production of low-emission hydrogen and synthetic fuels, and infrastructure



IEA. CC BY 4.0.

Notes: AEM = anion exchange membrane; ALK = alkaline; ATR = autothermal reformer; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; CH_4 = methane; DME = dimethyl ether; GHR = gas-heated reformer; LOHC = liquid organic hydrogen carrier; NH_3 = ammonia; PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolyser cell. Biomass refers to both biomass and waste. Arrows show changes in technology readiness level as a consequence of progress in the past year. For technologies in the CCUS category, the technology readiness level refers to the overall concept of coupling production technologies with CCUS and high CO_2 capture rates. Pipelines refer to onshore transmission pipelines. Storage in depleted gas fields and aquifers refers to pure hydrogen and not to blends. LOHC refers to hydrogenation and dehydrogenation of liquid organic hydrogen carriers. Ammonia cracking refers to low-temperature ammonia cracking. Technology readiness level classification based on Clean Energy Innovation (2020).

Sources: IEA Clean Tech Guide (2023); IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les méthodes d'approvisionnement peuvent être de différents types :

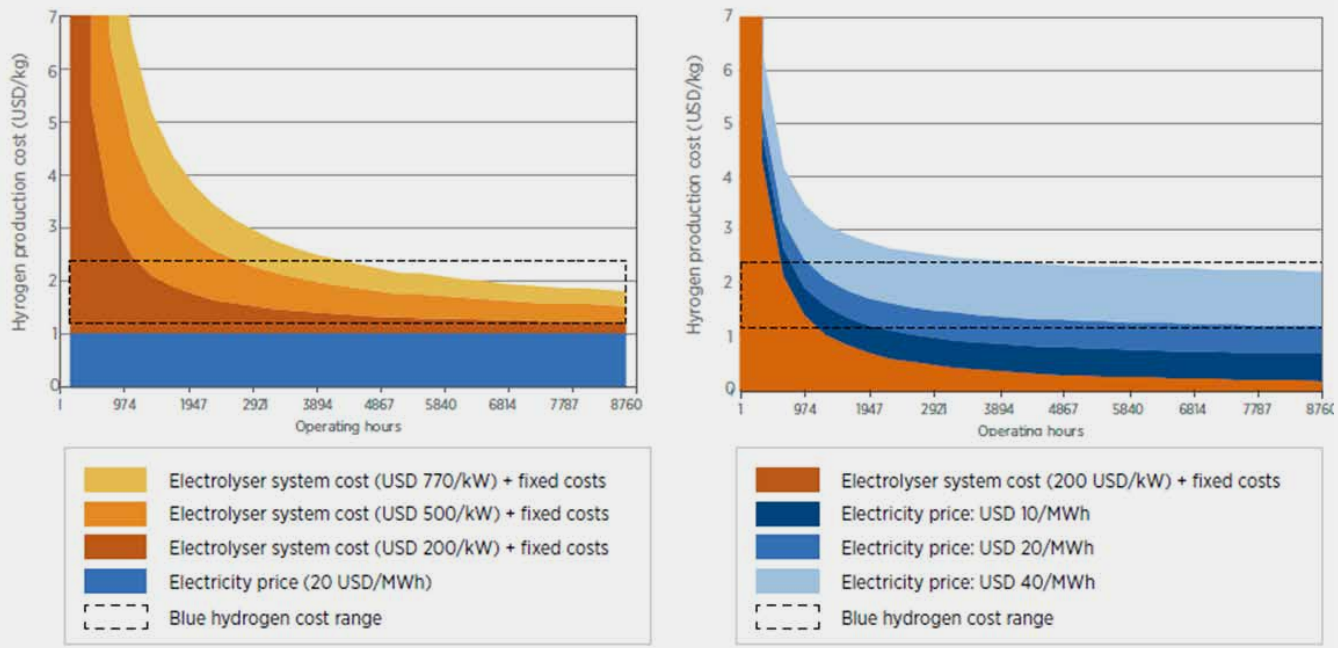
INSTALLATION EN ÎLOT : l'objectif est de maximiser l'autoconsommation. Il est recommandé d'utiliser une batterie de taille appropriée pour le stockage quotidien minimum de l'électricité. En général, l'optimisation est réalisée en identifiant le point d'intersection entre les courbes d'autoconsommation et de facteur de capacité (FC). Dans le premier cas, la tendance est à l'augmentation monotone avec la taille de l'électrolyseur, tandis que dans le second cas, la courbe du FC est généralement à la diminution monotone. Ce paramètre est identifié comme l'énergie utilisée pour la production d'hydrogène / énergie potentiellement productible par l'électrolyseur au cours de l'année [taille de l'électrolyseur x 8760]).

INSTALLATION RENOUVELABLE + CONNEXION AU RÉSEAU (AAE) : dans ce cas, les coûts d'approvisionnement, qui varient d'un jour à l'autre, devront être évalués. Par conséquent, des estimations prévisionnelles de commodité seront nécessaires par rapport au coût horaire de l'énergie. Si l'objectif est de maximiser les paramètres financiers et économiques, il convient d'évaluer les intervalles de temps pendant lesquels la production d'hydrogène est pratique par rapport au transfert d'énergie vers le réseau. Si, en revanche, l'objectif est de maximiser la production d'hydrogène, la tendance sera de consommer toute l'énergie autoproduite avec une évaluation de la commodité par rapport à l'achat d'électricité sur le réseau. À la suite de ces évaluations, l'utilisation du stockage électrique peut également être envisagée.

RACCORDEMENT AU RÉSEAU UNIQUEMENT (AAE) : les évaluations économiques et financières sont principalement prises en considération. Ce dernier cas est fortement déconseillé, à la fois pour la dépendance vis-à-vis du système électrique et pour l'introduction du principe d'additionnalité mentionné précédemment.

Influence du facteur de capacité sur le coût de production de l'hydrogène ; indication qualitative. L'image suivante est tirée du rapport technique 2020 de l'IRENA [9].

Hydrogen production cost as a function of investment, electricity price and operating hours.



Note: Efficiency at nominal capacity is 65% (with an LHV of 51.2 kWh/kg H_2), the discount rate 8% and the stack lifetime 80 000 hours.

Based on IRENA analysis.

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

L'électrolyse de l'eau reste la technologie la plus mature et la plus prometteuse pour produire de l'hydrogène renouvelable à partir de sources non carbonées. Elle implique l'utilisation d'électrolyseurs, c'est-à-dire de dispositifs qui utilisent l'énergie électrique Elle consiste à utiliser des électrolyseurs, c'est-à-dire des dispositifs qui utilisent l'énergie électrique pour dissocier les atomes d'hydrogène et d'oxygène contenus dans la molécule d'eau. Ces électrolyseurs peuvent être de plusieurs types : On distingue notamment les électrolyseurs AWE (Alkaline Water Electrolyzer), PEM (Proton Exchange Membrane), AEM (Anion Exchange Membrane) et SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell). Les trois premières, plus matures sur le plan technologique, nécessitent entre 50 et 65 kWh d'électricité pour produire un kilogramme d'hydrogène. Le pouvoir calorifique de l'hydrogène étant de 33,3 kWh/kg, le rendement (de premier principe) du procédé d'électrolyse est de l'ordre de 55 à 70 %. Les électrolyseurs à oxyde solide, contrairement aux précédents, fonctionnent à des températures élevées (600 °C-900 °C), ce qui permet de séparer la vapeur en hydrogène et en oxygène grâce à l'utilisation d'une membrane céramique à oxyde solide.

Le coût des technologies de production d'hydrogène est aujourd'hui encore très élevé, la mise en place d'une usine de production d'hydrogène implique des coûts d'investissement (CAPEX) élevés et des coûts d'exploitation (OPEX) non négligeables. Il suffit de penser à la composante liée à l'énergie électrique : en supposant un coût de 0,15 €/kWh, on constate que pour la seule production d'un kg d'hydrogène, plus de 8 € sont dépensés avec les solutions existantes aujourd'hui.

Il en résulte que l'estimation actuelle du coût d'un kg d'hydrogène vert produit est beaucoup plus élevée que les 2-3 €/kg d'hydrogène d'origine fossile, dans des conditions optimales. Ce prix joue un rôle important et rend les incitations nécessaires pour assurer un minimum de compétitivité sur le marché. Pour rendre l'investissement plus attrayant, les facteurs d'utilisation jouent un rôle important : dans le cas de l'équilibrage du réseau, ils dépassent à peine 20 %, , une valeur très faible qui compromet fortement la viabilité économique de l'investissement. Dans le cas d'un électrolyseur couplé à une centrale photovoltaïque qui lui est dédiée (et en l'absence de batterie), les heures d'utilisation sont d'environ 2 000 par an, ce qui fait du coût du capital un paramètre critique à prendre en compte [9].

D'un point de vue technique, les différentes technologies d'électrolyse présentent des comportements différents en ce qui concerne les variations d'intensité et de fréquence de l'apport d'énergie électrique. En général, toutes ces technologies sont soumises à des cycles de mise en marche et d'arrêt fréquents. Cela a un impact sur l'efficacité de l'appareil, tant pendant son fonctionnement qu'au niveau du cycle

de vie. En effet, si l'on considère l'ensemble du cycle de vie, il est difficile d'attribuer un poids à la perte d'efficacité en fonction du nombre d'arrêts, principalement en raison du manque de données couvrant l'ensemble du cycle de vie et de la nouveauté des technologies (par ordre de maturité : AWE, PEM, AEM et SOEC [10]).

De plus, les durées d'allumage et d'extinction varient en fonction de la technologie. Pour une PEM, les arrêts peuvent durer quelques minutes, contre dix minutes pour une alcaline et jusqu'à une heure pour une SOEC (9, 11). Il est évident qu'il y a de nombreuses variables à prendre en compte pour une utilisation équilibrée ou pour atténuer la surproduction/la réduction, et que les technologies existantes doivent être davantage déployées. Pour cette utilisation, le SOEC est certainement le type d'électrolyseur le moins adapté, pour les raisons déjà mentionnées.

Des considérations similaires s'appliquent également aux variations d'énergie d'entrée et aux changements de fréquence. Dans ce cas également, les PEM sont les types les plus appropriés pour les charges variables et la réponse en fréquence (réponse en fréquence rapide). Toutefois, il convient d'évaluer soigneusement les méthodes de production et la qualité du produit directement avec le fournisseur, cas par cas. Outre les conditions de fonctionnement, principalement la pression et la température, la qualité des électrodes et des piles peut faire la différence. Il est certain qu'une batterie peut réduire ces problèmes en augmentant la durée de vie utile du produit (ainsi que le facteur d'utilisation dans le cas d'une production à partir d'installations SER intermittentes), bien qu'elle ajoute un coût non négligeable au système [11, 12, 13].

Là encore, davantage de données et d'informations sont nécessaires pour évaluer la dégradation causée par des utilisations non stationnaires en fonction de la technologie et des conditions d'utilisation.

N'oubliez pas de vérifier la pureté de l'hydrogène libéré par l'électrolyseur : un paramètre critique pour ses diverses applications. Dans les piles à combustible, une pureté extrêmement élevée (généralement de l'hydrogène de qualité ⩾99,999 % ou 5,0) est essentielle, car même des traces d'impuretés peuvent empoisonner les catalyseurs, ce qui réduit considérablement l'efficacité et la durée de vie de l'hydrogène. En combustion directe, les exigences en matière de pureté de l'hydrogène sont légèrement inférieures (environ 99,9 % ou 3,0), mais les contaminants peuvent encore modifier le comportement de la combustion et les émissions. Lors du stockage de l'hydrogène dans des hydrures métalliques, une pureté modérée à élevée (généralement ⩾99,99 % ou 4,0) est nécessaire, car les impuretés peuvent dégrader les hydrures et réduire l'efficacité du stockage. Différents types d'électrolyseurs produisent de l'hydrogène avec des niveaux de pureté variables : les électrolyseurs alcalins produisent généralement de l'hydrogène d'une pureté d'environ 99-99,9 %, nécessitant une purification supplémentaire pour les applications sensibles ; les électrolyseurs PEM (membrane d'échange de protons), grâce à leur électrolyte solide et à leur conception compacte, produisent de l'hydrogène d'une pureté d'au moins 99.999 % ou plus, ce qui les rend idéaux pour les piles à combustible. Les électrolyseurs AEM (membrane échangeuse d'anions), encore en cours de développement, visent à combiner le faible coût des systèmes alcalins avec des puretés proches de celles des PEM (environ 99,9-99,99 %). Les SOEC (électrolyseurs à oxyde solide), qui fonctionnent à haute température, peuvent produire de l'hydrogène d'une très grande pureté (souvent ⩾99,999 %), mais ils sont plus complexes et mieux adaptés à l'intégration dans des processus industriels. Le choix de l'électrolyseur approprié dépend fortement de la pureté de l'hydrogène requise pour l'application envisagée.

Des tableaux utiles pour l'évaluation des paramètres optimaux en fonction du potentiel sont insérés ci-dessous, un tableau tiré du rapport de l'AIE en référence aux différentes technologies disponibles sur le marché [9].

Paramètres	Électrolyseurs alcalins	Électrolyseurs PEM	Electrolyseurs AEM	Électrolyseurs à oxyde solide
Densité de courant nominale	0,2-0,8 A/cm²	1-2 A/cm²	0,2-2 A/cm²	0,3-1 A/cm²
Plage de tension (limites)	1.4-3 V	1.4-2.5 V	1.4-2.0 V	1.0-1.5 V
Température de fonctionnement	70-90°C	50-80°C	40-60°C	700-850°C
Pression cellulaire	< 30 bar	< 30 bar	< 35 bar	1 bar
Plage de charge	15%-100%	5%-120%	5%-100%	30%-125%
H2' Pureté	99.9%-99.9998%	99.9%-99.9999%	99.9%-99.999%	99.9%
Rendement en tension (LHV)	50%-68%	50%-68%	52%-67%	75%-85%
Efficacité électrique (pile)	47-66 kWh/kg H2	47-66 kWh/kg H2	51,5-66 kWh/kg H2	35-50 kWh/kg H2
Efficacité électrique (système)	50-78 kWh/kg H2	50-83 kWh/kg H2	57-69 kWh/kg H2	40-50 kWh/kg H2
Durée de vie (pile)	60 000 heures	50 000-80 000 heures	> 5 000 heures	< 20 000 heures
Taille de l'unité d'empilage	1 MW	1 MW	2,5 kW	5 kW
Surface de l'électrode	10 000-30 000 cm².	1 500 cm²	< 300 cm²	200 cm²
Démarrage à froid (jusqu'à la charge nominale)	< 50 minutes	< 20 minutes	< 20 minutes	> 600 minutes

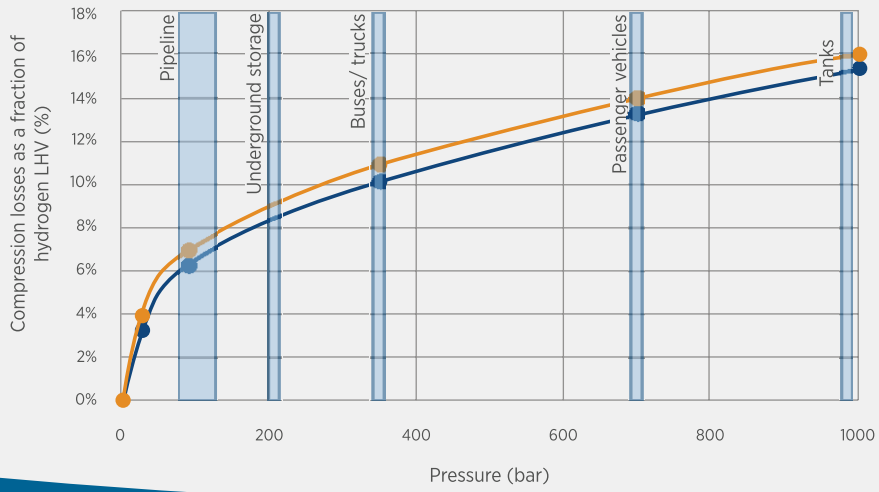
STOCKAGE DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène libéré lors de la phase de production sera à l'état gazeux à la pression de fonctionnement de l'électrolyseur, moins les pertes. À ce stade, pour atteindre la pression de stockage - généralement autour de 200 bars - il passera normalement par un compresseur, qui amènera l'hydrogène aux conditions de pression désignées.

Le choix du type de compresseur doit être évalué avec soin. On sait que la puissance de pompage est proportionnelle à la fois à la densité et au taux de compression. La densité de l'élément étant la plus faible de tout l'univers, les coûts de cette phase doivent être minimisés autant que possible, à la fois en termes énergétiques et économiques. La pression de sortie de l'électrolyseur est un facteur important à prendre en considération : plus ce paramètre est élevé, plus le taux de compression sera réduit. Pour rendre le processus moins énergivore, il est conseillé d'augmenter autant que possible la compression dans l'électrolyseur, le fluide d'entrée étant l'eau sous forme liquide. L'approche proposée vise à gérer stratégiquement les conditions de pression dans le processus d'électrolyse : l'eau liquide étant pratiquement incompressible, la pressurisation de l'eau d'alimentation avant son entrée dans l'électrolyseur nécessite beaucoup moins d'énergie que la compression de l'hydrogène gazeux produit après l'électrolyse. Le résultat net est une réduction de la consommation énergétique globale du système par unité d'hydrogène produite, ce qui est particulièrement intéressant pour les applications industrielles à grande échelle où l'énergie de compression représente un coût d'exploitation important.

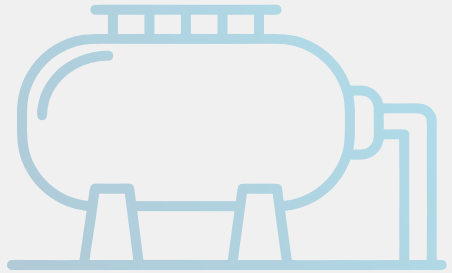
Un graphique indicatif de l'énergie dépensée dans cette phase est présenté ci-dessous, en fonction de la pression de sortie du compresseur, qui varie selon l'utilisation finale [9].

Energy losses for the multi-stage mechanical compression of hydrogen.



Min Max

Based on IRENA analysis based on BNEF, 2019.



Les technologies les plus courantes aujourd'hui sont les cylindres et le stockage à hydrure métallique.

Les bouteilles de stockage d'hydrogène sont divisées en cinq catégories principales, appelées types 1, 2, 3, 4 et 5, chacune étant caractérisée par des matériaux et des technologies distincts.

Les vérins de type 1 sont entièrement fabriqués en acier, un matériau robuste et fiable, mais lourd. Cela les rend inefficaces en termes de rapport poids/capacité, bien qu'ils soient économiques et largement utilisés dans les applications stationnaires où le poids n'est pas un facteur critique.

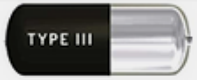
Les cylindres de type 2 ont un noyau métallique, généralement en acier ou en aluminium, renforcé extérieurement par des matériaux composites. Cette configuration permet de réduire le poids par rapport au type 1, tout en conservant une bonne résistance mécanique.

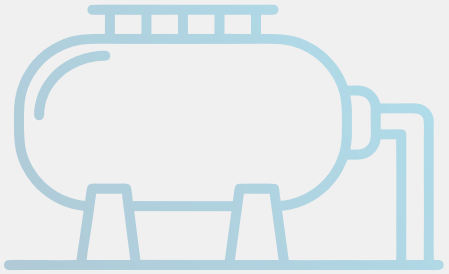
Les bouteilles de type 3 représentent un nouveau pas en avant : le noyau est en aluminium, léger et résistant, enveloppé dans une structure en matériau composite. Cette combinaison les rend idéales pour les applications mobiles, telles que les véhicules à hydrogène, où le poids est un facteur crucial.

Les cylindres de type 4, quant à eux, sont constitués d'un noyau en polymère renforcé par des matériaux composites, ce qui permet d'éliminer complètement les métaux. Ce sont les plus légers et les plus adaptés aux applications à haut rendement, mais aussi les plus chers à produire.

Les cylindres de type 5 sont une technologie émergente, sans noyau métallique et entièrement basée sur des matériaux composites. Elles sont encore en phase expérimentale, mais promettent de révolutionner le secteur grâce à leur légèreté et à leur capacité de stockage.

Image tirée du site web. Pour plus d'informations, voir [14].

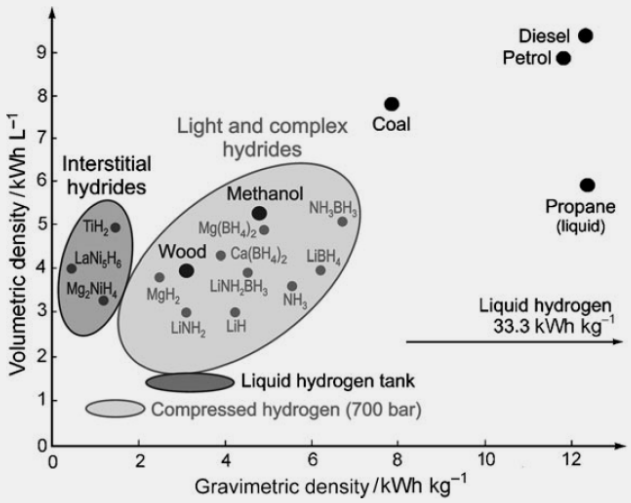
[95]	Sub-Type Classification	Liner	Wrap Extent	Winding Method	Resin Type	Fiber Type	Low Cost	Recyclability	Light Weight
	Type II—FSW [1]	Metal	Cylinder	Wet	TS	CF	+++	++++	+
	Type II—MSW	Metal	Cylinder	Wet	TS	SW	+++++	+++++	+
	Type III—FSW [1]	Metal	Full	Wet	TS	CF	+++	+++	++
	Type III—MSW	Metal	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+
	Type IV—FSW [1]	Plastic	Full	Wet	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FST	Plastic	Full	Tape	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FPT	Plastic	Full	Tape	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—FPW	Plastic	Full	Wet	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—MSW	Plastic	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+++
	Type V [2]	Liner-less	Full	Tape	TS/TP	CF	++	++	+++++



Une alternative aux cylindres est représentée par les hydrures métalliques, qui stockent l'hydrogène sous forme solide. Ces matériaux absorbent l'hydrogène dans leur structure cristalline et le libèrent lorsqu'ils sont chauffés. Ils offrent une grande sécurité et une densité de stockage plus élevée que les bouteilles, mais nécessitent des conditions de température et de pression contrôlées, ce qui rend le processus plus complexe et plus coûteux. En outre, les hydrures métalliques sont encore en cours de développement pour des applications commerciales à grande échelle, avec des défis liés aux coûts des matériaux et à la gestion de la chaleur.

Le stockage d'hydrogène à l'état solide à l'aide de matériaux adsorbants tels que les MOF (Metal Organic Frameworks) et les charbons actifs fonctionne par physisorption à des températures cryogéniques (77-150K). Ces matériaux poreux offrent une cinétique rapide et de faibles exigences en matière de libération d'énergie (20-30 kJ/mol), atteignant actuellement le TRL 4-5. Bien qu'ils offrent une excellente sécurité et une grande stabilité de cycle, leurs principales limites sont leur faible capacité gravimétrique (<5 wt%) et la nécessité de conditions cryogéniques. Des matériaux avancés comme le MOF-210 ont une capacité de 0,075 g H_2/g à 77K/100 bar, mais les applications pratiques nécessitent des systèmes de gestion thermique améliorés. La recherche se concentre sur l'optimisation des structures des pores et des matériaux hybrides afin d'améliorer les performances dans des conditions plus douces.

En résumé, les bouteilles composites (types 3 et 4) sont actuellement les solutions les plus équilibrées pour les applications mobiles, tandis que les types 1 et 2 restent valables pour les utilisations stationnaires. Le type 5 et les hydrures métalliques représentent des technologies prometteuses pour l'avenir, mais nécessitent des développements supplémentaires pour devenir compétitifs en termes de coûts et de maturité technologique. Image tirée de [14]."



TRANSPORTS

Le transport de l'hydrogène, tant sous forme gazeuse que liquide, représente l'un des principaux défis pour son adoption en tant que vecteur énergétique à grande échelle. Les deux principaux modes de transport, gazeux et liquide, offrent des solutions différentes en fonction des besoins logistiques, des volumes à traiter et des distances à parcourir. Chacun de ces modes présente des caractéristiques, des avantages et des limites qui influencent son applicabilité dans des contextes spécifiques.

Quant au transport de l'hydrogène gazeux, ce mode repose principalement sur l'utilisation de canalisations ou de bouteilles à haute pression. Les canalisations sont particulièrement adaptées au transport sur de longues distances et à la distribution par capillarité dans les zones industrielles ou urbaines. Des réseaux de pipelines dédiés existent déjà dans certains pays, comme l'Europe et l'Amérique du Nord, démontrant la faisabilité de cette solution. Cependant, la construction de nouvelles infrastructures nécessite des investissements importants et l'utilisation de matériaux spéciaux, capables de résister à la fragilisation induite par l'hydrogène . Les bouteilles, quant à elles, sont utilisées pour le transport routier ou ferroviaire, souvent regroupées en faisceaux pour augmenter la capacité. Ce mode de transport offre une grande flexibilité, mais il est limité par la quantité d'hydrogène transportable et les coûts logistiques, en particulier lorsqu'il s'agit de déplacer de grands volumes sur de longues distances.

En ce qui concerne le transport de l'hydrogène liquide, ce mode exploite la densité énergétique plus élevée de l'hydrogène sous forme liquide, qui occupe un volume nettement inférieur à celui de la forme gazeuse. L'hydrogène liquide est transporté dans des réservoirs cryogéniques, conçus pour maintenir des températures cryogéniques (-253°C, 20 K) tout au long du trajet. Cette méthode est particulièrement efficace pour les applications nécessitant de grandes quantités d'hydrogène dans des espaces confinés, comme dans le secteur aérospatial ou dans certaines applications industrielles. Cependant, le processus de liquéfaction est très énergivore et coûteux, et le maintien des températures cryogéniques pendant le transport nécessite des technologies avancées et des matériaux isolants à haute efficacité. Malgré ces difficultés, le transport par voie liquide est une solution consolidée dans les contextes où la densité énergétique est un facteur critique.

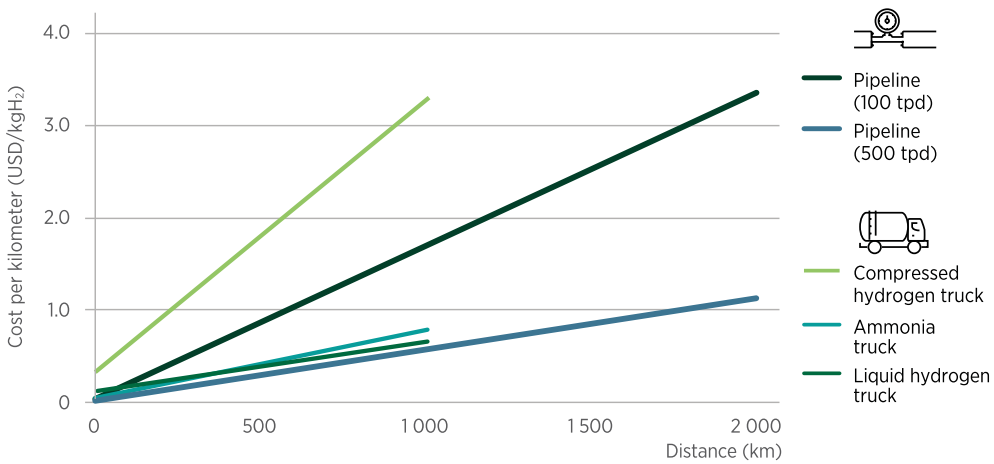
En termes de coûts, le transport de gaz par pipelines est généralement moins cher sur les longues distances, mais il nécessite des investissements initiaux élevés pour la construction des infrastructures. Les bouteilles, en revanche, sont plus chères pour les grands volumes et sur les longues distances, en raison des coûts logistiques. Le transport de liquides, quant à lui, présente des coûts d'exploitation élevés liés au processus de liquéfaction et aux technologies cryogéniques nécessaires au maintien des températures.

Du point de vue de la maturité technologique, les deux modes sont bien établis. Le transport gazeux est largement utilisé depuis des décennies, avec des réseaux de pipelines et des cylindres à haute pression employés dans divers secteurs. Le transport liquide, quant à lui, est une technologie mature dans des contextes spécialisés, tels que l'aérospatiale, mais il nécessite des infrastructures plus complexes et plus coûteuses.

Enfin, en ce qui concerne la complexité, le transport de liquides est sans aucun doute plus difficile, car il nécessite des infrastructures cryogéniques et des matériaux isolants avancés. Le transport gazeux, quant à lui, est plus simple, mais les pipelines nécessitent des matériaux spécialisés pour éviter les problèmes de fragilisation induits par l'hydrogène.

En conclusion, le choix entre le transport gazeux et le transport liquide dépend des besoins spécifiques, de la distance à parcourir et du volume d'hydrogène à manipuler. Alors que le transport gazeux est idéal pour les réseaux de distribution et les applications stationnaires, le transport liquide est préférable lorsque la densité énergétique et l'efficacité volumétrique sont des priorités. Les deux modes jouent un rôle crucial dans le paysage du transport de l'hydrogène, contribuant à sa diffusion en tant que vecteur énergétique durable. Image tirée du rapport technique de l'IRENA, 2021 [16].

Costs for hydrogen transport as a function of the distance by selected transport mode



Notes: Costs presented do not include conversion costs. Final costs in any transport mode depend on many variables and the values here presented are indicative. Weighted average cost of capital = 7%; useful life of infrastructure= 20 years; tpd = tonnes per day.

Source: Elaborated from IEA (2019); Nazir et al. (2020); Singh, Singh and Gautam (2020); Teichmann, Arlt and Wasserscheid (2012).

DISTRIBUTION

Les systèmes de distribution d'hydrogène sont un élément fondamental pour assurer l'approvisionnement et l'utilisation de ce vecteur énergétique dans des applications telles que la mobilité durable, l'industrie et la production d'énergie. La distribution d'hydrogène se fait principalement par l'intermédiaire de stations de ravitaillement, qui doivent être conçues pour garantir l'efficacité, la sécurité et la rapidité du ravitaillement, en particulier dans des contextes de forte demande tels que les transports publics ou les véhicules commerciaux. Deux configurations principales se distinguent dans ce domaine : le système à réservoir unique et le système en cascade à réservoirs multiples. Ces solutions diffèrent non seulement par leur complexité et leur coût, mais aussi par leur impact sur la puissance de compression et la consommation d'énergie, des aspects critiques pour l'efficacité opérationnelle et la durabilité économique de l'ensemble de la chaîne de distribution.

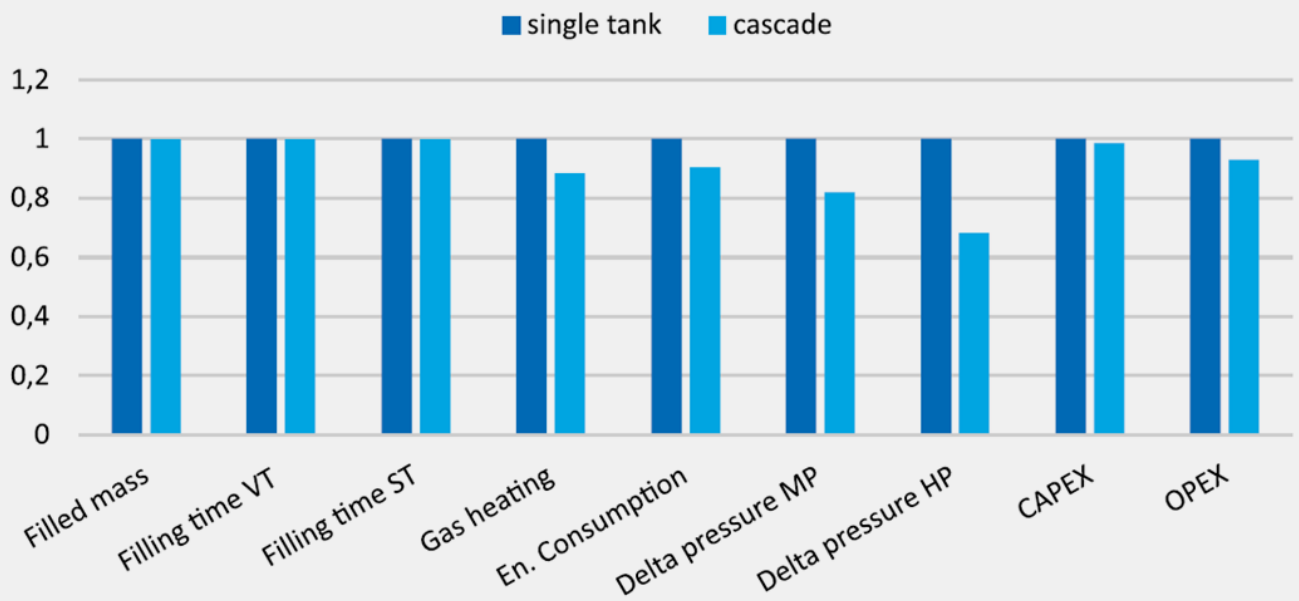
Dans le système en cascade à réservoirs multiples, l'utilisation de plusieurs réservoirs à différentes pressions permet d'optimiser le processus de compression. Lors du ravitaillement, l'hydrogène est transféré des réservoirs à haute pression vers les réservoirs à pression intermédiaire et enfin vers le véhicule, ce qui réduit la nécessité d'une compression supplémentaire en temps réel. Cette approche réduit la puissance de compression requise et, par conséquent, la consommation d'énergie globale, car elle exploite les pressions déjà disponibles dans les réservoirs. En outre, la gestion progressive des pressions minimise les pertes d'énergie pendant le transfert, ce qui améliore l'efficacité du système.

À l'inverse, le système à réservoir unique nécessite une compression continue pour maintenir une pression élevée constante, nécessaire pour garantir des temps de ravitaillement acceptables. Cela se traduit par une consommation d'énergie plus élevée, car le compresseur doit fonctionner à plein régime pour compenser la chute de pression pendant le transfert d'hydrogène. Dans des contextes de forte demande, tels que les stations de ravitaillement pour autobus, cette configuration peut entraîner des pics de consommation d'énergie importants, augmentant les coûts d'exploitation et réduisant l'efficacité globale.

Le choix entre les deux solutions a donc des implications directes sur la puissance de compression et la consommation d'énergie. Le système en cascade, bien que plus complexe et plus coûteux à mettre en œuvre, offre un avantage énergétique grâce à la réduction de la puissance de compression requise et à la gestion optimisée des pressions. Il est donc particulièrement adapté aux applications à grand volume, telles que le ravitaillement des autobus, où l'efficacité énergétique et les temps de ravitaillement sont critiques. Le système à réservoir unique, quant à lui, est plus simple et moins coûteux au départ, mais il peut être moins efficace sur le plan énergétique, en particulier dans les contextes de forte demande.

En résumé, le choix entre les deux configurations doit tenir compte non seulement des coûts initiaux et de la complexité de gestion, mais aussi de l'impact sur la puissance de compression et la consommation d'énergie, facteurs clés pour la durabilité économique et environnementale de l'infrastructure de l'hydrogène.

Image tirée de Caponi et al. [17], plus d'informations dans l'article.



Normalized comparison between single-tank and cascade system for the most important techno-economic parameters.

UTILISATIONS FINALES

Le développement d'un écosystème de production d'hydrogène dans un environnement alpin présente certains inconvénients, tels que la moindre disponibilité d'espace et/ou le coût du terrain, une irradiation solaire plus faible, un climat et des conditions géographiques difficiles (routes escarpées, présence de neige, etc.). Tous ces facteurs entravent la compétitivité des coûts de production de l'hydrogène vert par rapport à des écosystèmes similaires situés à plus basse altitude. Néanmoins, le principe sous-jacent est que l'hydrogène devrait être utilisé là où le système énergétique ne peut pas être électrifié.

Il convient de distinguer les vallées alpines des zones reculées, ces dernières étant caractérisées par une faible densité de population et des difficultés d'accès, allant des municipalités dans les zones reculées aux refuges de haute altitude.

Dans le cas des fonds de vallée, ou des vallées larges avec une disponibilité (relative) d'espace et de ressources, les critères sont ceux déjà considérés, en tenant compte, du point de vue économique, des difficultés logistiques et des caractéristiques du territoire. La principale différence par rapport aux contextes de plaine est probablement liée aux applications de mobilité , où les véhicules électriques lourds peuvent être désavantagés par les pentes raides ou le froid intense. Toutefois, une évaluation minutieuse est nécessaire en ce qui concerne l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en termes d'efficacité énergétique et économique.

En ce qui concerne la mobilité, l'hydrogène est particulièrement adapté à l'alimentation des véhicules lourds ou de service, tels que les véhicules tout-terrain, les véhicules d'entretien des voies ou les véhicules de transport de marchandises dans les zones inaccessibles. Dans ces cas, l'électrification peut s'avérer peu pratique en raison des longues distances, du manque d'infrastructures de recharge ou des basses températures, qui réduisent l'efficacité des batteries. Dans les régions au climat particulièrement rude, les applications de mobilité se concentreront sur les moteurs à combustion interne plutôt que sur l'utilisation de piles à combustible.

Une autre possibilité consiste à utiliser des systèmes de stockage d'énergie à base d'hydrogène pour intégrer des sources renouvelables locales, telles que de petites centrales hydroélectriques, éoliennes ou photovoltaïques. Dans ces régions, la production d'énergie renouvelable peut être intermittente ou dépasser la demande locale. L'hydrogène, produit par électrolyse pendant les périodes d'excédent énergétique, peut être stocké et reconverti en électricité via des piles à combustible en cas de besoin, assurant ainsi un approvisionnement énergétique stable et continu. Toutefois, cette utilisation ne

devrait pas être la norme en termes de rentabilité économique, car elle présente de faibles facteurs de capacité et de grandes incertitudes quant au retour sur investissement, pour les raisons déjà décrites. Ces systèmes doivent donc être considérés comme un service d'approvisionnement en énergie, d'autoconsommation et de maximisation de l'exploitation des ressources locales, et certainement pas comme un investissement économique.

Outre le secteur difficile à abattre, d'autres applications incluent le secteur de la demande de chaleur domestique dans des zones extrêmement reculées comme les refuges alpins. Toutefois, cette application n'est pas économiquement compétitive par rapport aux utilisations conventionnelles et, pour cette raison, les solutions de ce type ne devraient être appliquées que dans des contextes défavorisés.

Le tableau suivant indique le degré de pureté requis par l'hydrogène pour différentes utilisations finales :

Application	Pureté requise	Technologie typique des électrolyseurs
Piles à combustible	≥99,999% (grade 5.0)	PEM, SOEC
Combustion directe	≥99,9% (grade 3.0)	Alcaline (avec purification), AEM, PEM
Stockage dans les hydrures métalliques	≥99,99% (grade 4.0)	PEM, AEM, Alcaline (avec purification)

ÉVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE

Une fois que les variables techniques ont été définies et que le potentiel de l'offre et de la demande a été évalué, il est possible de passer à l'évaluation économique. Pour évaluer la faisabilité d'un projet dans une phase préliminaire, il est fortement recommandé de demander des devis directement aux entreprises qui produisent les technologies nécessaires. Les coûts d'une même technologie peuvent varier considérablement en fonction des différents producteurs. À ce stade de développement du secteur de l'hydrogène, l'incertitude des prix est un facteur non négligeable, voire souvent décisif. Plus l'information sur les coûts est correcte, plus la prévision des flux économiques pour toute la durée du projet est correcte. Cela fera la différence entre un projet réussi et rentable et un projet raté et déficitaire.

Le coût de l'hydrogène dépend de plusieurs facteurs et il est extrêmement variable d'un pays à l'autre, même au niveau européen :

- l'infrastructure énergétique, en particulier le coût du kWh d'électricité
- les mesures d'incitation mises en place aux niveaux européen, national et local
- la stratégie identifiée par zone (par exemple, en Espagne, on insiste beaucoup sur la production à partir de sources d'énergie renouvelables, en Italie sur les infrastructures)
- le cadre juridique de référence
- la maturité de la technologie choisie
- la compétence technique du fournisseur

À cet égard, il est recommandé d'utiliser le simulateur d'évaluation financière H_2FAsT développé dans le cadre du projet AMETHyST et disponible sur la plateforme SkHyline. Cet outil est conçu pour maximiser l'efficacité et l'efficience de la production d'hydrogène à partir d'une quantité donnée d'énergie renouvelable disponible sans soutien du réseau. Plutôt que de fournir des recommandations de conception spécifiques, il propose une configuration d'usine qui maximise la durabilité économique du site de production d'hydrogène en fonction de critères d'optimisation techniques et économiques spécifiques. Produire de l'hydrogène vert d'une manière économiquement durable n'est pas une évidence. La nature intermittente de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, les choix de conception de l'usine, et en particulier la configuration des différents éléments, font toute la différence. C'est pourquoi cet outil est crucial dans une phase préliminaire, aidant à évaluer le niveau de risque en fonction des ressources disponibles.

Sur la plateforme SkHyline, il est possible d'accéder à l'outil d'évaluation ainsi qu'aux lignes directrices et à un didacticiel vidéo qui guide pas à pas l'utilisation et l'application de l'outil dans des scénarios de cas réels.

4 RÉFÉRENCES

[1] Hydrogen Production via Steam reforming with CO_2 capture, Collodi & Wheeler, Chemical Engineering Transactions, 2010

[2] Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities, Young et al., Environmental Science & Technology, 2019

[3] Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO_2 capture, Katebah et al., Cleaner Engineering and Technology, 2022

[4] Émissions de GES de l'hydrogène et de ses dérivés - Global Hydrogen Review 2024 - Analysis - IEA (en anglais)

[5] Distinct roles of direct and indirect electrification in pathways to a renewables-dominated European energy system, Schreyer et al., One Earth, 2024

[6] Rapport technique de l'IRENA, *DECARBONISING HARD-TO-ABATE SECTORS WITH RENEWABLES*, 2024.

[7] Tradeoffs in life cycle water use and greenhouse gas emissions of hydrogen production pathways, Eniksen et al, Hydrogen Energy, 2024.

[8] Rapport technique de l'AIE, *Perspectives énergétiques mondiales*, 2023

[9] Rapport technique de l'IRENA, *Green Hydrogen Cost Reduction*, 2020 (*Réduction des coûts de l'hydrogène vert*)

[10] Rapport technique de l'AIE, *Global Hydrogen review 2023*, 2024

[11] Koponen et al, *Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems*, International Journal of Hydrogen Energy, 2017

[12] Avril et al, *Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems*, Energy, 2010

[13] *Ibáñez-Rioja et al, Simulation methodology for an off-grid solar-battery-water electrolyzer plant : Simultaneous optimization of component capacities and system control, Applied Energy*, 2022

[14] https://www.addcomposites.com/post/types-of-hydrogen-tanks-technological-differences-and-advantages-explained

[15] Kuznetsov & Edwards, *Functional Materials for Sustainable Energy Technologies : Four Case Studies*, Chemsuschem, 2010

[16] Rapport technique de l'IRENA, *Green Hydrogen Supply*, 2021

[17] Caponi et al, *Single-tank storage versus multi-tank cascade system in hydrogen refueling stations for fuel cell buses*, International Journal of Hydrogen Energy, 2022.

PARTENAIRE RESPONSABLE DE L'ÉLABORATION DU PRÉSENT DOCUMENT

Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
(Agence pour l'énergie du Frioul-Vénétie Julienne)
Via Santa Lucia 19,
33013 Gemona del Friuli, Udine – ITALIE
Téléphone : (+39) 0432 980322
Courriel : matteo.depiccoli@ape.fvg.it

PARTENAIRE CHEF DE FILE DU PROJET

Agence de l'énergie et de l'environnement
Auvergne-Rhône-Alpes
Rue Gabriel Péri 18,
69100 Villeurbanne, France
Téléphone : (+33) 0478372914, +33 0472563365
Courriel : etienne.vienot@auvergnerhonealpes-ee.fr;
maxime.penazzo@auvergnerhonealpes-ee.fr

AVEC LES CONTRIBUTIONS DE

https://www.tenerrdis.fr

https://www.fbk.eu

https://www.agenziacasaclima.it

https://www.standort-tirol.at

https://www.provincia.tn.it

https://energiewende-oberland.de

https://www.energap.si

https://blueark.ch

Co-funded by the European Union

AMETHyST

Ce projet est cofinancé par le Fonds européen de développement régional par le biais du programme Interreg Espace alpin