

**La filière « hydrogène vert » :
Etat de l'art technologique et comparatif
économique international**

Décembre 2023

M. Chakib BOUALLOU

**Professeur à l'Ecole nationale supérieure
des Mines de Paris**

***Propriété de l'IRES, ce rapport, par les opinions qui y sont exprimées,
engage la responsabilité de son auteur et en aucun cas celle de l'IRES.***

Table des matières

1. Chaîne de valeur de l'hydrogène vert	4
1.1. Production d'hydrogène vert.....	5
1.2. Stockage et transport.....	11
1.3. Utilisations de l'hydrogène vert.....	13
2. Benchmark international	17
2.1. Les différentes politiques mondiales.....	17
2.2. Comparatif des différents projets internationaux.....	22
Annexe : Les différentes technologies d'électrolyse de l'eau	24
Références bibliographiques	32
Sigles techniques	36
Liste des figures	38
Liste des tableaux	39

Introduction

Le monde a fait de la lutte contre le changement climatique l'une de ses plus grandes priorités. Rarement autant de moyens internationaux n'ont été alloués à un objectif commun. Les récentes études ont établi que l'«hydrogène vert» - hydrogène obtenu à partir d'énergies renouvelables – avait désormais un rôle prépondérant à jouer dans la décarbonation de l'économie mondiale. Les pays du monde entier cherchent aujourd'hui à développer leur propre stratégie globale liée à l'hydrogène vert et les pays du Sud ne font pas exception.

Poussés par une très forte demande de changement de politiques publiques vis-à-vis du climat, les pays du Nord sont dorénavant extrêmement portés sur les thématiques liées à l'hydrogène vert. Toutefois, ils se heurtent à une contrainte principale : le coût. Avec des prix de production très élevés, les pays du Nord se tournent vers les pays du Sud – tels que le Maroc – ayant la capacité de produire de l'hydrogène vert à un prix beaucoup plus bas.

Précurseur en Afrique avec l'une des plus ambitieuses stratégies énergétiques, le Maroc doit aujourd'hui se positionner rapidement sur un marché international de l'hydrogène vert en plein essor et structuration. Fort de ses nombreux atouts, le Maroc dispose aujourd'hui d'un rôle essentiel à jouer dans la transition énergétique mondiale.

L'avènement d'une telle filière au Maroc présente d'ores et déjà deux intérêts majeurs. Premièrement, la décarbonation d'une partie de son économie : en effet, en décarbonant en partie les 68,8 millions de tonnes de CO₂ qu'il émet chaque année¹, le Maroc contribuerait ainsi à sa part de la lutte contre le réchauffement climatique. Deuxièmement, l'exportation d'hydrogène vert à l'international : en réussissant à produire à suffisamment faible coût et en structurant une chaîne d'acheminement efficace, le Maroc pourrait exporter à l'international le surplus d'hydrogène vert qu'il produirait.

La première partie de l'étude, objet de la présente publication, dresse un état de l'art comparatif sur les différentes technologies vis-à-vis de la filière « hydrogène vert », de leurs limites et de leurs potentialités.

¹ Ministère marocain de la transition énergétique et du développement durable, 2021

L'hydrogène² est l'élément le plus commun sur la Terre. On le retrouve le plus souvent sous sa forme de dihydrogène (H₂), mais par abus de langage il est fréquemment désigné simplement par hydrogène. L'hydrogène se trouve très peu à l'état pur et est davantage présent au sein de divers composés chimiques. L'hydrogène *naturel* représente aujourd'hui une curiosité scientifique de par sa rareté et sa difficulté d'extraction. Aussi, les différents acteurs du secteur de l'hydrogène dans le monde le considèrent comme ayant très peu d'intérêt à l'heure actuelle et préfèrent se tourner vers d'autres options pour exploiter l'hydrogène³.

1. Chaîne de valeur de l'hydrogène vert

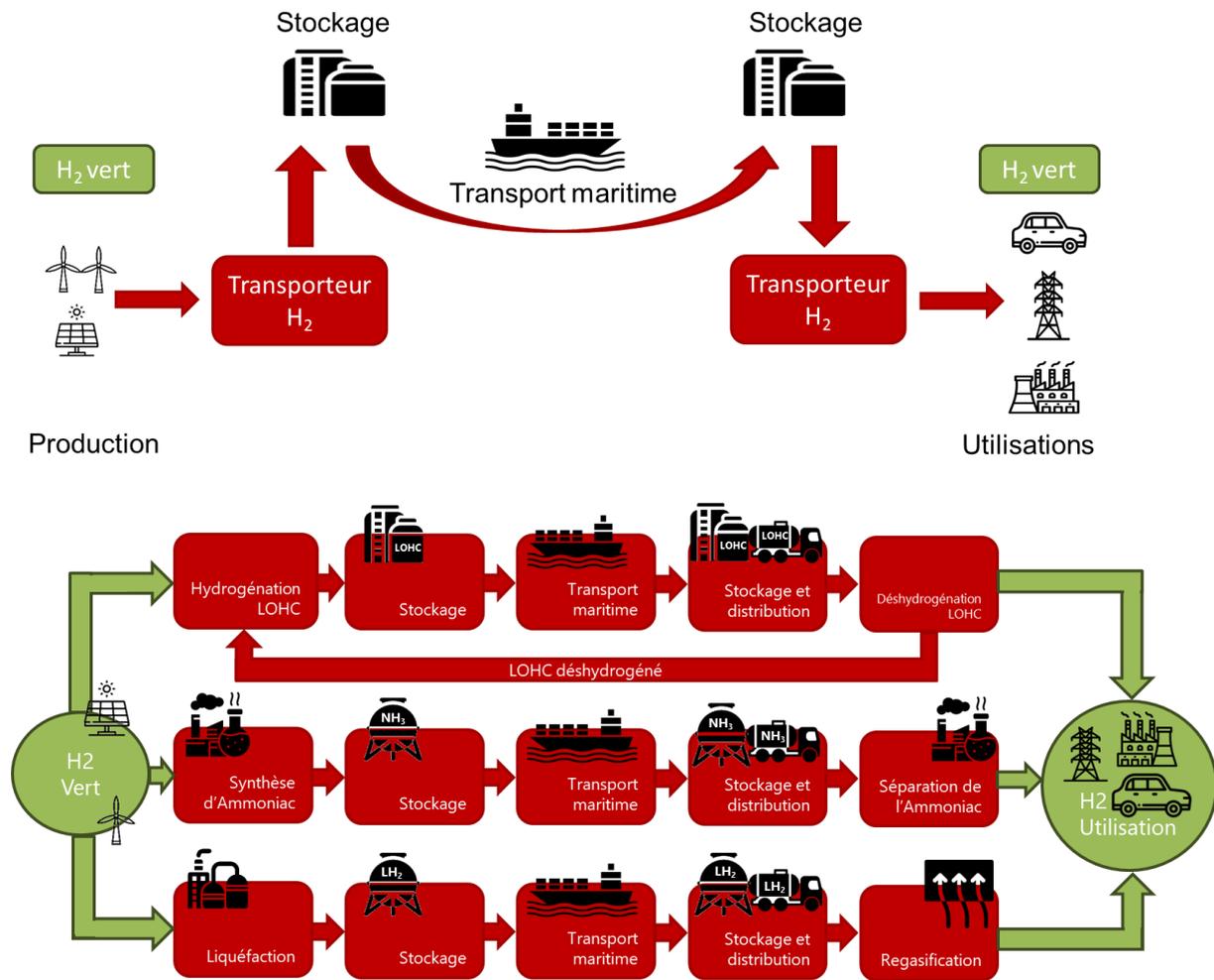
La chaîne de valeur de l'hydrogène vert (figure 1) est un processus complexe qui implique plusieurs étapes, chacune ayant ses propres défis et opportunités. La chaîne de valeur peut se décomposer comme suit :

- **Production** : L'hydrogène vert est produit à partir de sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire, éolienne ou hydraulique, par un électrolyse. Ce procédé consiste à séparer les molécules d'eau en hydrogène et en oxygène à l'aide d'un courant électrique.
- **Stockage et transport** : L'hydrogène vert est stocké dans des réservoirs et transporté par camion, train ou bateau jusqu'aux sites de consommation. Il peut également être injecté dans les réseaux de gaz naturel existants.
- **Utilisation** : L'hydrogène vert peut être utilisé dans divers secteurs, notamment l'industrie chimique, pétrochimique et sidérurgique, ainsi que pour la production d'électricité et le transport. Il peut aussi être utilisé comme carburant pour les véhicules, y compris pour les voitures, les bus et les camions, ainsi que pour le transport maritime et aérien. Il peut également être utilisé pour stocker l'énergie renouvelable excédentaire et fournir une source d'énergie fiable pendant les périodes de forte demande.

² De formule chimique H

³ AIE, *Global Hydrogen Review*, 2022

Figure 1 : Chaîne de valeur de l'hydrogène vert



Source : réalisé par l'auteur, 2023

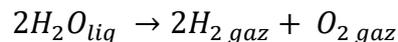
1.1. Production d'hydrogène vert

1.1.1. Présentation des différentes technologies

Il existe différentes façons de produire de l'hydrogène, toutes avec des émissions de dioxyde de carbone différentes. A l'heure actuelle, la production d'hydrogène se fait principalement par reformage du gaz (62% en 2021) ou par la gazéification du charbon (19%). En 2021, la production mondiale d'hydrogène (94 millions de tonnes) était responsable de 900 millions de tonnes de CO₂⁴. Le qualificatif d'hydrogène vert désigne l'hydrogène qui serait produit avec des énergies renouvelables, favorisant une production avec de très faibles émissions de CO₂. Un tel hydrogène n'a été produit en 2021 qu'à un seul million de tonnes (soit 1% de la production mondiale) et uniquement 35 000 tonnes provenant d'électrolyse.

⁴ AIE, 2022

Ces différents procédés de production d'hydrogène déterminent la nomenclature et le qualificatif adossé à cet hydrogène sur les marchés internationaux. L'hydrogène émetteur de CO₂ est appelé hydrogène gris (ou hydrogène carboné) et est responsable d'importantes émissions de gaz à effet de serre. L'hydrogène bleu est obtenu selon les mêmes procédés mais à travers des technologies et infrastructures permettant de capter immédiatement les gaz à effet de serre produits. L'hydrogène jaune (ou hydrogène bas carbone) est produit à partir d'électricité d'origine nucléaire. Enfin, l'hydrogène vert correspond à l'hydrogène issu d'énergies renouvelables. A l'heure actuelle, la méthode de production d'hydrogène vert qui connaît le plus de succès sur la scène internationale est l'électrolyse de l'eau, et ce en raison de ses nombreux avantages. Elle fonctionne selon l'équation chimique suivante :



Cette réaction chimique est une réaction d'oxydo-réduction nécessitant l'intervention d'une anode et d'une cathode. En présence d'électricité, on obtient ainsi une réaction d'oxydation à l'anode permettant de récupérer le dioxygène et une réaction de réduction à la cathode qui donnera l'hydrogène vert. Elle s'accompagne également d'un dégagement de chaleur et possède un rendement habituel de l'ordre de 60% à basse température et davantage de l'ordre de 75% à haute température.

Plusieurs technologies existent actuellement afin de réaliser l'électrolyse de l'eau. On retiendra notamment les quatre suivantes (figure 2) :

- La technologie Alcaline (AEL) :

Cette technologie est la plus ancienne et en conséquence la plus mature. Développée dès la fin du 19^{ème} siècle et améliorée sans cesse depuis, la technologie Alcaline est utilisée dans l'industrie depuis des décennies pour produire de l'hydrogène en grande quantité. Elle repose sur un procédé peu coûteux en comparaison avec d'autres mais présente l'inconvénient d'être moins flexible et appropriée pour l'intermittence des énergies renouvelables que certaines de ses concurrentes.

- La technologie Proton Exchange Membrane (PEM) :

Plus récente, cette technologie Proton Exchange Membrane (ou Membrane Echangeuse de Protons) se caractérise notamment par un rendement plus élevé ainsi qu'une empreinte carbone plus faible. Son fonctionnement s'adapte mieux aux différentes fluctuations d'énergie et donc à la nature intermittente des énergies renouvelables ce qui en fait une technologie très intéressante pour la production d'hydrogène vert. En revanche, son déploiement massif est actuellement freiné par un coût élevé de par les métaux nobles utilisés comme catalyseurs. (*Bailera, M. et al. 2017*)

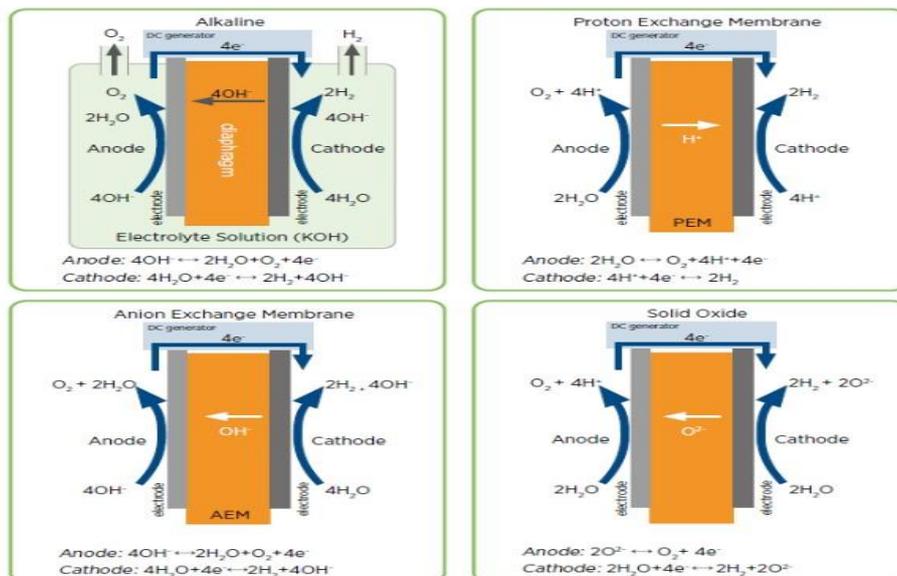
- La technologie Solide Oxide Electrolysis Cell (SOEC) :

La technologie Solide Oxide Electrolysis Cell (ou Cellule d'Electrolyse à Oxyde Solide) présente un dispositif similaire à la technologie PEM mais à des températures beaucoup plus élevées comprises entre 700 et 900 °C. Ces températures et l'apport de chaleur nécessaire en énergie rendent cette technologie réversible tout en abaissant la quantité d'électricité requise. Encore au stade d'étude aujourd'hui, elle présente également l'avantage d'un rendement supérieur à 85% environ faisant d'elle une technologie prometteuse à l'avenir. Toutefois, les récentes recherches n'estiment une commercialisation de cette technologie qu'en 2030. De plus, celle-ci reste encore extrêmement chère et présente une faible longévité en raison de la fragilité des matériaux utilisés (Er-rbib, H. et al. (2018)).

- La technologie Anion Exchange Membrane (AEM) :

Pour la technologie AEM, le potentiel réside dans la combinaison d'un environnement des électrolyseurs alcalins avec la simplicité et l'efficacité d'un électrolyseur PEM. Cette technologie permet l'utilisation de catalyseurs non nobles, sans composants titane et, comme avec la PEM, avec un fonctionnement sous pression différentielle. La réalité, est que la membrane AEM a des propriétés chimiques et mécaniques présentant des problèmes de stabilité, conduisant à une durée de vie instable. De plus, les performances ne sont pas encore aussi bonnes comme prévu, principalement en raison de la faible conductivité de l'AEM.

Figure 2 : Schémas de fonctionnement des différentes technologies d'électrolyse



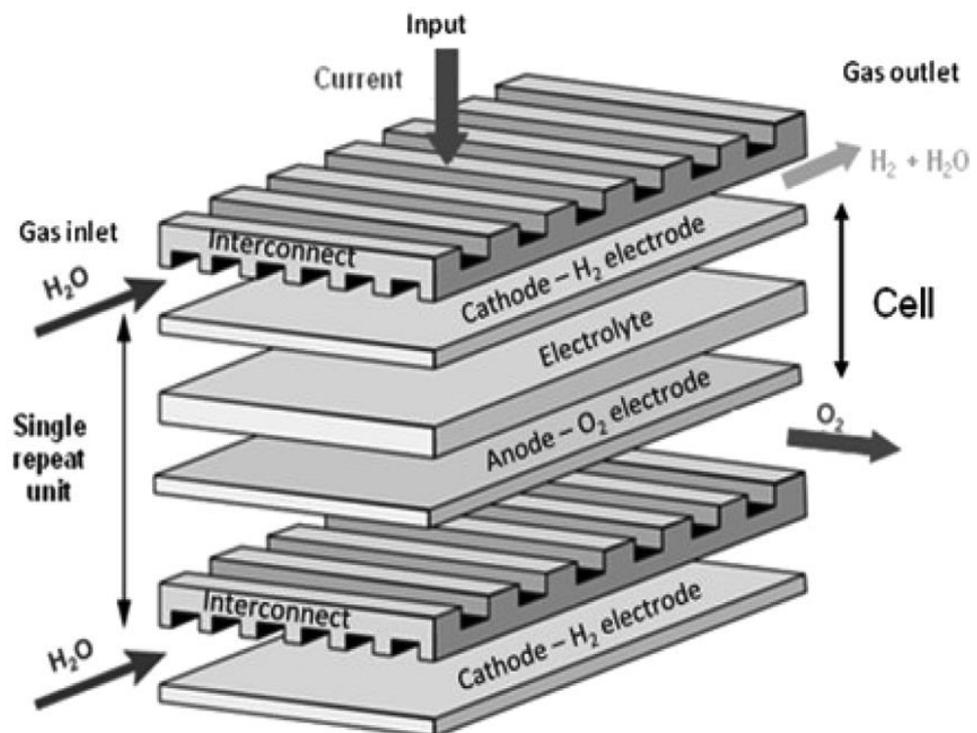
Source : IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal

Cette liste de technologies n'est pas exhaustive et d'autres sont actuellement à l'étude. A titre d'exemple, la technologie Molten Carbonte Electrolysis Cell (MCEC) est jugée comme étant particulièrement ambitieuse et source d'intérêt pour l'avenir (Monzer, D. et al. (2022), Rodriguez, E.J.R. et al. (2023)).

Ces technologies reposent sur une succession de structures et d'échelons qui sont (figures 3 et 4) :

- La cellule, composée des deux électrodes (cathode et anode) et de l'électrolyte;
- L'unité de cellule, qui est composée de la cellule, des canaux (côté air et côté combustible) ainsi que des interconnecteurs. Le bilan énergétique est réalisé sur la cellule, les canaux et les interconnecteurs ;

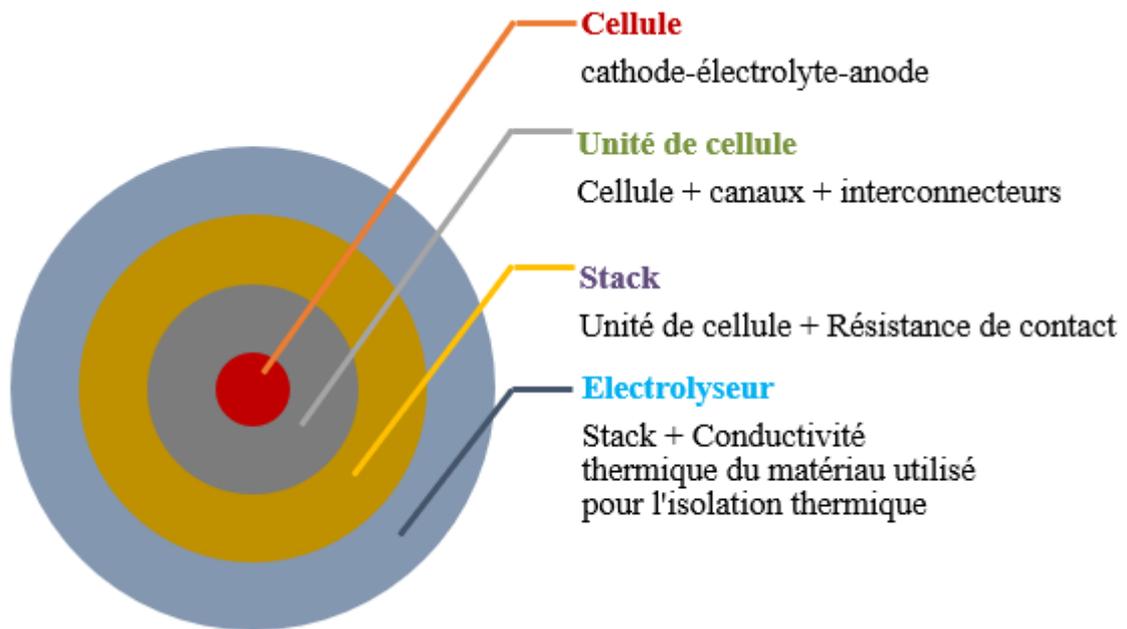
Figure 3 : Exemple d'une unité de cellule SOEC



Source : Grigoriev et al. *International journal of hydrogen energy* 45 (2020)

- Le stack consiste en une répétition de plusieurs unités de cellules. Pour cette échelle, la résistance de contact entre les électrodes et les collecteurs de courant ainsi qu'une correction induite de la répartition de courant à l'interface de l'électrolyte sont ajoutés pour le calcul des surtensions ;
- L'électrolyseur est une combinaison de plusieurs Stack en introduisant le paramètre de conductivité thermique du matériau utilisé pour l'isolation thermique du Stack et de toute l'enceinte d'électrolyse.

Figure 4 : Mise à l'échelle d'un électrolyseur



Source : Réalisé par l'auteur, 2023

1.1.2. Comparatif Alcalin, PEM et SOEC

Les technologies Alcaline (ALK) et PEM sont aujourd'hui les plus à mêmes d'être utilisées dans le cadre de la transition énergétique pour la production d'hydrogène vert par voie d'électrolyse, la technologie SOEC sera opérationnelle en 2030. Aussi, il est intéressant de comparer ces trois technologies plus en profondeur et d'apprécier les caractéristiques spécifiques de chacune (Tableau 1).

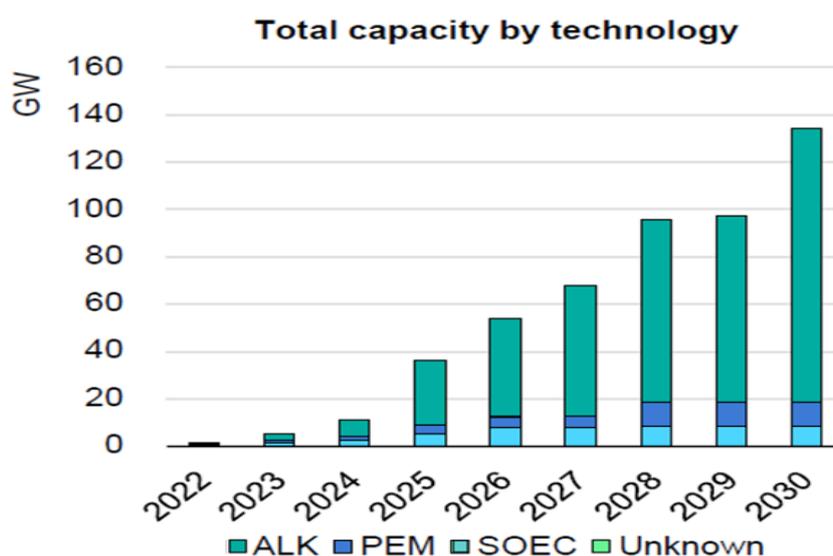
Tableau 1 : Tableau comparatif des caractéristiques des technologies AEL, PEM et SOEC

	Basse température		Haute température
	AEL	PEM	SOEC
Gamme de densité de courant nominale	0.2-0.8 A/cm ²	1 -2 A/cm ²	0.3-1 A/cm ²
Gamme de tension	1.4 - 3 V	1.4 - 2.5 V	1 - 1.5 V
Température de fonctionnement	70-90 °C	50-80 °C	700 - 850 °C
Pression de la cellule	<30 bar	<30 bar	1 bar
Plage de charge	15%-100%	5%-120%	30%-125%
Pureté de l'Hydrogène	99.9% - 99.9998%	99.9%-99.9999%	99.90%
Rendement	50%-68%	50%-68%	75%-85%
Efficacité électrique (Stack)	47-66 kWh/kg H ₂	47-66 kWh/kg H ₂	30-50 kWh/kg H ₂
Efficacité électrique (Système)	50-78 kWh/kg H ₂	50-83 kWh/kg H ₂	40-50 kWh/kg H ₂
Durée de vie (Stack)	60,000 h	50,000-80,000 h	<20,000 h
Taille de l'unité du Stack	1 MW	1 MW	5 kW
Surface des électrodes	10,000-30,000 cm ²	1,500 cm ²	200 cm ²
Temps de démarrage	< 50 minutes	< 20 minutes	> 600 minutes
Coût minimum d'investissement (Stack) 1 MW	270 \$/kW	400 \$/kW	> 2,000 \$/kW
Coût minimum d'investissement (Système) 10 MW	500-1,000 \$/kW	700-1,400 \$/kW	N/A

Source : tableau réalisé par l'auteur, d'après IRENA (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate global.)

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (figure 5), en 2021 près de 70% de la capacité mondiale de production d'hydrogène vert par électrolyse émanait de la technologie Alcaline. L'AIE estime également que d'ici à 2030, cette technologie devrait garder ses parts de marché avec une capacité globale de production représentant 64%. Dans le même temps les technologies PEM et SOEC se développeraient en représentant en 2030 respectivement 22% et 4%. Le restant provenant de technologies encore à l'étude, notamment la technologie AEM. Comme le montre la figure 4, la capacité globale de production d'électrolyseurs devrait croître de manière significative à l'horizon 2030, en multipliant par près de 30 fois les capacités actuelles.

Figure 5 : Capacité totale de production par technologie 2022-2030

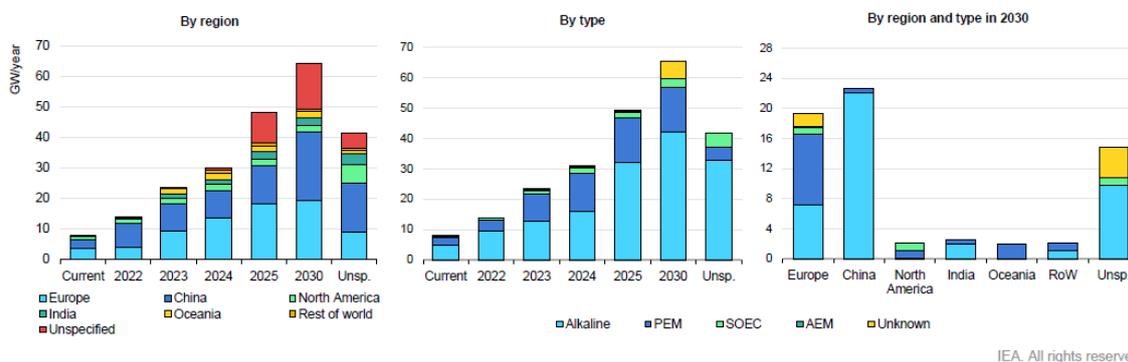


Source : AIE, 2022, *Global Hydrogen Review*

Parallèlement au développement des différents projets liés à l'hydrogène vert, la communauté internationale s'interroge sur l'aptitude des différents fabricants d'électrolyseurs de suivre la cadence extrêmement rythmée qui s'annonce dans les prochaines années.

En effet, pour mener à bien l'ensemble des projets, l'acquisition d'électrolyseurs performants est un enjeu de taille dans un monde en pleine ruée vers ces différentes technologies. Sur cette question, les projections de l'AIE telles que présentées dans la figure 6, montrent que les usines de fabrication pourraient produire des électrolyseurs avec une capacité totale de 270 GW d'ici à 2030 (en retenant un facteur 0,9 d'utilisation de ces usines). En ayant à l'esprit que l'ensemble des projets hydrogène annoncés à l'horizon 2030 auront besoin d'une capacité cumulée de 134 GW, les besoins en électrolyseurs seront sur le court terme largement couverts par les capacités de production industrielle.

Figure 6 : Prédiction de la capacité totale de production de nouveaux électrolyseurs 2022-2030



Source : AIE, 2022, *Global Hydrogen Review*

Ainsi, le développement de la filière de production d'électrolyseurs dans le monde va permettre de faire baisser drastiquement les prix de ces technologies dans les années à venir. Aujourd'hui, on estime le coût d'un électrolyseur à 1 400 à 1 700 dollars américains par kilowatt avec une technologie ALK moins onéreuse que la technologie PEM⁵.

Dès l'an 2025, les prix d'installation des électrolyseurs devraient drastiquement chuter en raison de la forte pression sur l'offre qui sera largement démultipliée à cette date pour atteindre des niveaux respectifs de 550 et 630 dollars américains par kilowatt. Cette baisse devrait se poursuivre jusqu'en 2030, rendant les électrolyseurs de plus en plus accessibles économiquement avec des prix compris entre 440 et 500 dollars américains par kilowatt.

1.2. Stockage et transport

Le stockage et la distribution de l'hydrogène vert sont des étapes clés de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Après sa production, l'hydrogène vert doit être stocké et transporté jusqu'aux sites de consommation. L'hydrogène vert peut être stocké sous forme gazeuse ou liquide. Le stockage sous forme gazeuse est le plus courant et implique de comprimer l'hydrogène à haute pression (jusqu'à 700 bars) et de le stocker dans des réservoirs spéciaux. Le stockage sous forme liquide est plus complexe et nécessite de refroidir l'hydrogène à des températures très basses (-253°C) pour le liquéfier.

Le stockage de l'hydrogène vert représente un enjeu majeur important car il nécessite des réservoirs de stockage coûteux et des mesures de sécurité strictes en raison de la nature hautement inflammable de l'hydrogène. L'hydrogène vert peut ensuite être acheminé par camion, train ou bateau jusqu'aux sites de consommation. Il peut également être injecté dans les réseaux de gaz naturel existants.

⁵ AIE, *Global Hydrogen Review*, 2022

Cependant, la distribution de l'hydrogène vert est un défi important car il nécessite des infrastructures de distribution spéciales, telles que des stations de ravitaillement en hydrogène pour les véhicules.

Le stockage et la distribution de l'hydrogène vert sont des étapes clés pour assurer la disponibilité de l'hydrogène vert pour les consommateurs. Cependant, celles-ci sont encore coûteuses et nécessitent des investissements importants pour développer les infrastructures nécessaires.

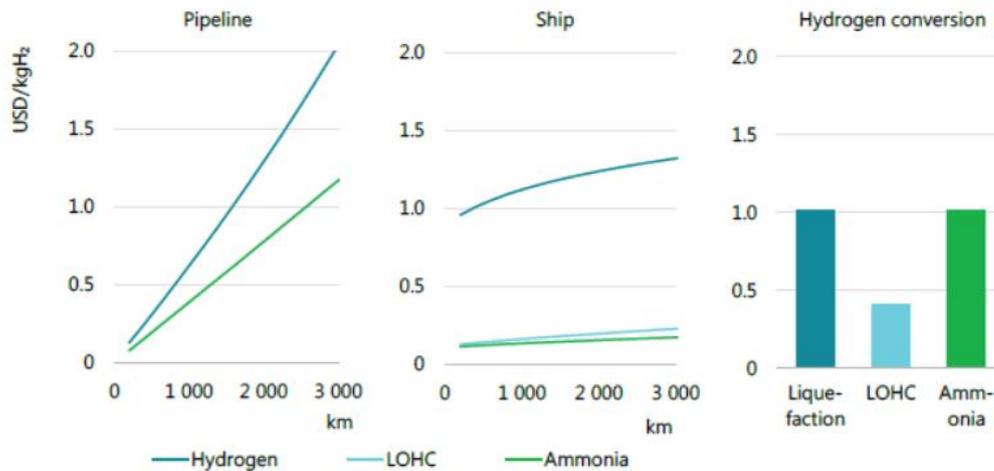
Qui plus est, comme le montre la figure 7, les coûts de transport de l'hydrogène vert varie en fonction du moyen de transport utilisé, type de transporteur choisi ainsi que de la distance parcourue. Ainsi, on peut d'ores et déjà constater l'un des intérêts majeurs de l'ammoniac vert, qui permet entre autres un transport de l'hydrogène vert à un coût beaucoup plus intéressant.

Par ailleurs, le LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) est une technologie qui utilise des composés organiques liquides pour stocker et transporter de l'hydrogène en toute sécurité et efficacité. Le LOHC absorbe l'hydrogène lors d'une réaction d'hydrogénation, qui est une réaction exothermique effectuée à des pressions élevées et à des températures d'environ 150-200°C en présence d'un catalyseur (*Niermann, M. et al. (2021)*).

Le composé saturé correspondant est formé et peut être stocké ou transporté dans des conditions ambiantes. Pour libérer l'hydrogène, le LOHC est déshydrogéné, avec l'hydrogène qui est libéré à nouveau du LOHC. Cette réaction est endothermique et se produit à des températures élevées (environ 250-320°C) en présence d'un catalyseur

Le stockage de l'hydrogène par LOHC présente plusieurs avantages par rapport aux méthodes de stockage traditionnelles. Il est ainsi possible d'utiliser toutes les infrastructures pétrolières déjà existantes pour le stockage, car les molécules porteuses de l'hydrogène ont les mêmes propriétés que le pétrole. Aussi, le stockage de l'hydrogène par LOHC élimine le besoin de compression, ce qui le rend plus sûr, plus pratique et plus rentable pour transporter l'hydrogène en utilisant les réseaux de carburant conventionnels existants.

Figure 7 : Coût de stockage et de transport par pipeline, bateau et coût de la liquéfaction et la conversion de l'hydrogène



Source : AIE, 2022, Global Hydrogen Review

Le pipeline est le moyen le plus efficace et le plus sûr pour transporter de grandes quantités d'hydrogène vert. Pour cela il est nécessaire de comprimer l'hydrogène à forte pression de 700 bars et à une masse volumique de 42 kg/m³. Pour les distances inférieures à 400 km des remorques dites à tube peuvent assurer le transport de 600 kg d'hydrogène pressurisé entre 120 et 250 bars pour un coût d'environ 1,50 €/kg transporté. Pour des plus grandes distances, d'autres camions de 4000 kg de capacité permettent de diminuer le coût à environ 0,50 €/kg transporté.

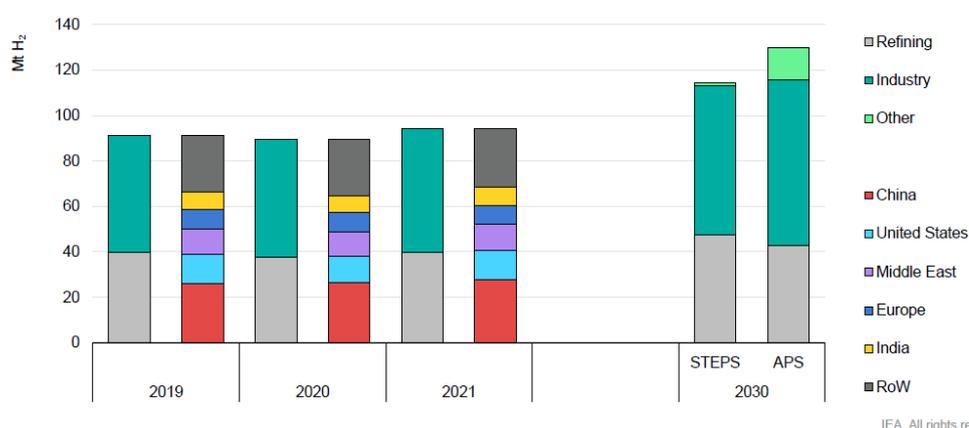
1.3. Utilisations de l'hydrogène vert

1.3.1. Utilisations principales

L'hydrogène vert est utilisé dans (figure 8) :

- L'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais.
- L'industrie pétrochimique pour produire des carburants de synthèse.
- L'industrie sidérurgique pour réduire son impact polluant.
- L'alimentation des appareils ménagers avec un stockage dans des réservoirs.
- Le transport comme carburant pour les véhicules, y compris pour les voitures, les bus et les camions, ainsi que pour le transport maritime et aérien.
- Le stockage d'énergie pour stocker l'énergie renouvelable excédentaire et fournir une source d'énergie fiable pendant les périodes de forte demande.

Figure 8 : Demande globale d'hydrogène par secteur



Source : AIE, 2022, *Global Hydrogen Review*

Dans le contexte actuel où le coût de l'hydrogène vert est encore élevé, son utilisation devrait principalement se concentrer sur deux secteurs : l'hydrogène en tant que "matière première" pour l'industrie et l'hydrogène en tant qu'"énergie" pour la mobilité. Le besoin le plus évident et le plus immédiat est la substitution de l'hydrogène carboné issu des procédés de reformage par de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse.

Cela peut se faire rapidement pour l'industrie chimique, qui paie un prix élevé pour l'hydrogène en raison de l'absence de réelle concurrence entre les fournisseurs et des coûts élevés de conditionnement et de transport. Par ailleurs, il sera impératif de promouvoir de nouveaux usages dans l'industrie afin d'accélérer la décarbonation de secteurs clés tels que la raffinerie et la sidérurgie.

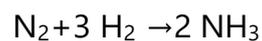
La mobilité hydrogène se distingue de sa concurrente la mobilité électrique par un niveau d'autonomie beaucoup plus élevé. En effet, les batteries électriques ne peuvent pas offrir les mêmes capacités en termes de rechargement et de durée de vie des équipements. Du fait de cette faiblesse de la mobilité électrique, de nombreux modes de transport actuels tels que les bateaux, les trains, les camions ou encore les bus ne peuvent se tourner vers l'électrique pour assurer leur décarbonation à l'avenir. Ces secteurs du transport peuvent donc représenter un point d'entrée important pour le développement de la mobilité hydrogène.

Un développement initial de cette mobilité se fera probablement à un niveau local, les flottes de bus et la logistique par camions restant les points d'entrée privilégiés par de nombreux acteurs du secteur à cet échelon. Au-delà, le domaine ferroviaire représente une possibilité de décarbonation par voie d'hydrogène vert pour remplacer les hydrocarbures actuellement utilisés.

L'hydrogène pourrait aussi être fortement demandé dans les années à venir afin d'être injecté dans les infrastructures gazières. Enfin, l'hydrogène peut également être utilisé comme stockage intermédiaire pour l'énergie électrique issue du renouvelable, éolien et solaire, énergie intermittente par nature et qui est actuellement difficile à stocker. Cette alternative permise par la chaîne du Power-to-Gas-to-Power représente une utilisation potentielle d'avenir tant les besoins dans le secteur énergétique sont importants. Mais ces procédés présentent encore aujourd'hui des coûts très importants en raison des volumes de stockage d'hydrogène nécessaires conséquents et de la faible capacité des électrolyseurs et des piles à combustible dans la chaîne Power-to-Gas-to-Power.

1.3.2. Production d'ammoniac vert

L'ammoniac (NH₃), un composé chimique issu d'hydrogène (H₂) et d'azote (N₂), est produit selon le procédé Haber-Bosch (*Giddey, S. et al. (2013)*), qui implique des conditions de pression et de température élevées (20000 kPa et 450 °C). Il se produit selon la réaction chimique décrite par l'équation suivante :



Ce procédé joue un rôle essentiel dans diverses industries en facilitant la production d'ammoniac, qui est à son tour utilisé à des fins multiples telles que la production d'engrais comme l'urée et le nitrate d'ammonium, la création d'agents de nettoyage sous forme d'hydroxyde d'ammonium et la synthèse de composés à base d'azote. Chaque année, le procédé Haber-Bosch produit environ 180 millions de tonnes (Mt) d'ammoniac, la fabrication d'engrais consommant environ 80 % de cette production.

Cependant, la majorité de l'hydrogène utilisé dans la production d'ammoniac est actuellement dérivée de combustibles fossiles par reformage à la vapeur, ce qui entraîne des émissions mondiales de CO₂ de 830 millions de tonnes par an. Par conséquent, l'utilisation d'hydrogène vert pour la synthèse de l'ammoniac peut avoir un impact significatif sur la transition vers des pratiques sans carbone. Compte tenu de son rôle significatif dans la transition énergétique, il est essentiel de l'intégrer dans les applications industrielles.

Cependant, le processus d'électrolyse impliqué dans la production d'hydrogène vert est gourmand en énergie. La consommation d'énergie de chaque système dépend de la température de fonctionnement et de la technologie elle-même. L'électrolyseur alcalin consomme 50-78 kWh/kg H₂, l'électrolyseur PEM consomme 50-83 kWh/kg H₂, et le SOEC consomme 40-50 kWh/kg H₂.

En combinant les procédés d'électrolyse et Haber-Bosch, il devient possible d'estimer la consommation globale d'énergie nécessaire à la production d'un kilogramme de NH_3 . Pour chaque kilogramme de NH_3 , il faut environ 0,18 kg d'hydrogène. Cela se traduit par une consommation d'énergie comprise entre 7,2 et 15 kWh/kg de NH_3 , en fonction du type d'électrolyseur utilisé.

En revanche, l'utilisation moyenne d'énergie pour la synthèse de l'ammoniac à l'aide d'hydrogène provenant du reformage à la vapeur se situe entre 28 et 35 MJ/kg NH_3 , ce qui équivaut à 7,8-9,7 kWh/kg NH_3 . Lorsqu'une unité de captage et de stockage du carbone (CCS) est utilisée pour réduire les émissions de CO_2 , les besoins en énergie du reformage à la vapeur peuvent augmenter, ce qui conduit à une consommation d'énergie comparable à celle de l'électrolyse. Cependant, la principale motivation actuelle pour l'utilisation de l'hydrogène gris, produit par le reformage à la vapeur avec une unité de CSC, est son coût avantageux.

Le coût actualisé de l'ammoniac vert est actuellement estimé à un niveau élevé, soit environ 945 \$/t NH_3 (*Butterworth P. (2022)*). Au cours des trois années précédant la crise énergétique de 2021, le prix mensuel moyen de l'ammoniac en Asie était d'environ 300 \$/t NH_3 . Cependant, en raison de la crise énergétique, le prix a grimpé à environ 700 \$ par t NH_3 à la fin de l'année 2021.

Il est important de noter que ce niveau de prix élevé ne devrait pas durer. Le coût de l'ammoniac vert est considérablement élevé par rapport à la situation actuelle du marché. L'électrolyse devient compétitive par rapport au gaz naturel combiné au captage, à l'utilisation et au stockage du carbone (CCUS) lorsque les prix de l'électricité se situent dans une fourchette de 15 à 50 \$/MWh pour la production d'ammoniac.

1.3.3. Utilisations finales de l'ammoniac

L'ammoniac est un élément fondamental dans diverses applications industrielles, avec un impact significatif sur l'agriculture, et notamment les engrais agricoles. Les engrais sont classés en deux catégories principales : les engrais azotés et les engrais phosphatés. Les engrais azotés englobent la production de composés essentiels tels que l'acide nitrique, le nitrate d'ammonium, le sulfate d'ammonium et l'urée. Les engrais phosphatés, quant à eux, comprennent des substances essentielles telles que l'acide phosphorique, le phosphate d'ammonium (y compris le phosphate mono-ammonique (MAP) et le phosphate di-ammonique (DAP)), le superphosphate normal et les superphosphates triples.

En fait, environ 80 % de l'ammoniac actuellement fabriqué dans le monde est destiné à la production d'engrais, y compris l'urée (48 %), le nitrate d'ammonium (8 %), le phosphate d'ammonium (7 %), l'application directe (4 %) ou d'autres types d'engrais (14 %)⁶.

⁶ IRENA, *Innovation Outlook, Renewable Ammonia, 2023*

Les applications polyvalentes de l'ammoniac dépassent le cadre de l'agriculture et s'étendent à d'autres industries. Une utilisation notable est la production d'agents de nettoyage sous forme d'hydroxyde d'ammonium. Ce composé se retrouve dans l'industrie textile et sert de régulateur de pH dans une large gamme d'applications. L'éthanolamine est également utilisée dans la production de surfactants, de détergents et de produits de soins personnels.

En outre, dans les systèmes de réfrigération, l'ammoniac liquide apparaît comme un réfrigérant privilégié en raison de sa rentabilité et de ses excellentes performances thermiques. Il existe d'autres applications dans l'industrie chimique, notamment dans les secteurs pharmaceutique, cosmétique et alimentaire. L'adaptabilité et l'utilité de l'ammoniac dans ces divers secteurs soulignent son importance dans les processus industriels modernes.

2. Benchmark international

L'ensemble des tableaux de cette section ont été réalisés par l'auteur - d'après *AIE, (2022), Hydrogen Projects Database*.

2.1. Les différentes politiques mondiales

Les différentes politiques mondiales vis-à-vis de l'hydrogène vert sont souvent soutenues par des investissements financiers et des objectifs ambitieux pour développer une économie de l'hydrogène et réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les technologies utilisées pour produire de l'hydrogène vert varient en fonction des pays et des régions. Il existe deux profils distincts de pays dans le développement d'une économie mondiale liée à l'hydrogène vert.

D'une part, un groupe de pays se distinguent de par leur volonté d'importer à l'avenir des quantités importantes d'hydrogène vert pour décarboner leurs économies respectives – On y retrouve notamment les pays de l'Union Européenne ainsi que les Etats-Unis. D'autre part, de nombreux pays souhaitent offrir une solution face à la demande mondiale grandissante en hydrogène vert – On retrouve ainsi l'Australie avec un rôle hybride, les pays d'Asie et du Moyen-Orient et enfin les pays africains. Sur le continent africain, l'étude s'intéresse à l'Afrique du Sud et à la Namibie, pays ayant tous deux affichés des ambitions claires sur l'hydrogène vert.

Europe

La Commission européenne a proposé une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre, visant à accélérer le développement de l'hydrogène propre et à assurer son rôle comme pilier d'un système énergétique neutre en émission carbone d'ici 2050. L'objectif de l'Union Européenne est de produire 40 GW d'électrolyseurs d'ici 2030 et 80 GW d'ici 2035.

L'Union Européenne a également alloué 1 milliard d'euros pour financer des projets d'hydrogène propre avec pour objectif de pallier les faiblesses de son économie du tout électrique. Mais dans le même temps, la transition vers l'hydrogène vert peut entraîner des coûts élevés pour les entreprises, ce qui peut affecter leur compétitivité. Pour préserver la performance économique de ses entreprises, l'UE a mis en place la stratégie « Fit for 55 », qui vise à taxer le carbone aux frontières de l'UE. Ces incitations ont permis aux différents pays européens de lancer des projets significatifs (Tableau 2).

En particulier l'Allemagne et la France ont tous deux décidé de se positionner comme des leaders de ces projets européens avec des investissements massifs dans les électrolyseurs alimentés par l'énergie éolienne et solaire. Ces deux pays visent à devenir des hubs majeurs pour l'hydrogène vert en Europe.

Tableau 2 : Projets d'hydrogène vert en Europe

Nom	Ambition HyDeal	North2	AquaVentus
Lieu	Espagne et Sud-Ouest de la France	Eemshaven, Nord des Pays-Bas	Heligoland, Allemagne
Source d'énergie	95 GW d'énergie solaire 67 GW d'électrolyseurs	Eolien Offshore pour 10 GW d'électrolyseurs	Eolien Offshore pour 30 GW d'électrolyseurs
Acteurs	Consortium de 30 acteurs énergétiques, dont les distributeurs de gaz Snam, Enagás et OGE ; le fabricant d'électrolyseurs McPhy ; Fournisseur EPC Vinci Construction; et les développeurs solaires Falck Renewables et Qair	Shell, Equinor, RWE, Gasunie, Groningen Seaports	Consortium de 47 entreprises, instituts de recherche et organisations, dont RWE, Vattenfall, Shell, E.ON, Siemens Energy, Siemens Gamesa, Vestas, Northland Power, Gasunie et Parkwind
Utilisation prévue de l'Hydrogène	Fournir de l'hydrogène en Europe à 1,50 €/kg avant 2030	Alimenter l'industrie lourde aux Pays-Bas et en Allemagne	Vente générale via un réseau européen d'Hydrogène
Production d'Hydrogène	3,6 Mt par an	1 Mt par an	1 Mt par an
Date de mise en ligne estimée	Avant 2030	2040	2035
Stade de développement	Stade précoce	Etude de faisabilité en cours	En cours
Coût estimé	Non communiqué	Non communiqué	Non communiqué

Source : élaboré par l'auteur, d'après AIE, (2022), Hydrogen Database Projects

Etats-Unis

Le gouvernement américain a lancé une initiative pour l'hydrogène et les piles à combustible en 2020, visant à accélérer le développement de l'hydrogène propre et à promouvoir son utilisation dans les transports, l'industrie et les ménages. Les Etats-Unis souhaitent stimuler leurs politiques publiques relatives à l'hydrogène en injectant jusqu'à 8 milliards de dollars par an à l'horizon 2030 et estiment un revenu lié à l'industrie hydrogène de l'ordre de 140 millions de dollars en 2030 et 750 millions de dollars en 2050⁷. Cet investissement massif va alimenter différents projets, certains de taille remarquable.

Australie

L'Australie dispose de vastes ressources en énergie solaire et éolienne, ce qui en fait un acteur potentiellement majeur dans la production d'hydrogène vert pour l'exportation vers l'Asie (Tableau 3). L'Australie a ainsi lancé une stratégie nationale de l'hydrogène dès 2019, visant à instaurer une véritable économie de l'hydrogène et à stimuler la demande locale d'hydrogène dans les transports publics, l'industrie et les ménages. Le gouvernement australien s'est donc fixé un objectif de 5 GW d'électrolyseurs d'ici 2030. Le pays présente le potentiel d'exportation le plus élevé à l'échelle mondiale pour l'hydrogène vert.

En 2050, l'Australie pourrait produire 76 millions de tonnes d'hydrogène vert, soit quatre fois plus que sa future demande intérieure. Cela pourrait entraîner des retombées économiques importantes pour le pays.

Tableau 3 : Projets d'hydrogène vert en Australie

Nom	Centre d'énergie verte de l'ouest	Centre asiatique des énergies renouvelables	HyEnergy Zéro Carbone Hydrogène	Projet de Murchison
Lieu	Sud-Est de l'Australie	Pilbara, Australie occidentale	Gascoyne, Australie-Occidentale	Kalbarri, Australie
Source d'énergie	50GW d'énergie éolienne et solaire 28 GW d'électrolyseurs	16 GW d'éolien terrestre et 10 GW de solaire 14 GW d'électrolyseurs	Eolien et solaire	Eolien terrestre et solaire
Acteurs	Un consortium comprenant InterContinental Energy et CWP Global	InterContinental Energy, CWP Energy Asia, Vestas, Macquarie	Développeurs locaux	Hydrogen Renewables Australia et Copenhagen Infrastructure Partners
Utilisation prévue de l'Hydrogène	Plusieurs secteurs d'utilisation et notamment l'export international	Hydrogène vert et ammoniac vert pour exportation vers l'Asie	Hydrogène vert et ammoniac « pour le transport lourd et l'industrie », et éventuellement pour être mélangé dans un gazoduc local. Et plus tard, pour l'exportation vers les marchés asiatiques	Une phase de démonstration fournirait du H2 pour les carburants de transport ; une étape d'expansion produirait de l'H2 pour se fondre dans les gazoducs locaux ; et une dernière grande expansion produirait H2 pour l'exportation vers l'Asie, avec un accent sur le Japon et la Corée du Sud
Production d'Hydrogène	3,5 Mt par an	1,75 Mt par an	Non communiqué	Non communiqué
Date de mise en ligne estimée	Non précisé mais date d'investissement fixée à 2028	2027-2028	2030	2028
Stade de développement	Stade de développement très précoce mais a d'ores et déjà été autorisé par le gouvernement australien	Statut de projet majeur mais actuellement bloqué par des considérations environnementales sur le site prévu	Stade précoce, projet annoncé en février 2021	Stade précoce
Coût estimé	70 Milliards \$	36 Milliards \$	Non communiqué	10 - 12 Milliards \$

Source : élaboré par l'auteur, d'après AIE, (2022), Hydrogen Database Projects

⁷ US Department of Energy, Roadmap to US hydrogen economy, 2022

Asie et Moyen-Orient

Sur le continent asiatique, le Japon a lancé une stratégie nationale de l'hydrogène en 2017, visant à développer une économie de l'hydrogène et à concurrencer ses voisins. Le gouvernement japonais a fixé un objectif de 800 000 véhicules à hydrogène sur les routes du pays d'ici 2030. Le Japon prévoit également de produire 3 millions de tonnes d'hydrogène vert d'ici 2030 afin de réduire sa dépendance aux importations de ressources énergétiques. Il investit dans la production d'hydrogène vert à partir de sources d'énergie renouvelable.

De son côté, la Corée du Sud a lancé une stratégie nationale de l'hydrogène en 2019, visant à développer une économie de l'hydrogène tout en se positionnant comme un futur leader de ce marché. Le gouvernement coréen a fixé un objectif de 6,2 millions de véhicules à hydrogène sur les routes du pays d'ici 2040. Les projets en Asie et Moyen-Orient sont nombreux et bien financés mais restent aujourd'hui à un stade précoce (Tableau 4).

Enfin, la Chine a lancé une stratégie nationale de l'hydrogène en 2020, visant à développer une économie de l'hydrogène et à propulser au premier plan l'utilisation de l'hydrogène dans l'économie chinoise. Le gouvernement chinois a fixé un objectif de 1 million de véhicules à hydrogène sur les routes du pays d'ici 2030. La Chine prévoit également de produire 10 millions de tonnes d'hydrogène vert d'ici 2030, principalement pour des utilisations locales.

Dans le même temps, la Chine est à la fois le plus grand producteur (30% de la production mondiale en 2021) et le plus grand consommateur d'hydrogène au monde (30% de la demande mondiale)⁸. La Chine a lancé une stratégie nationale de l'hydrogène en 2020, visant à développer une économie de l'hydrogène. La production d'hydrogène vert en Chine pourrait réduire les coûts de production et améliorer la compétitivité des entreprises.

Enfin, de par ses capacités d'investissement très élargies et sa dépendance notable aux activités pétrolières, le Moyen-Orient cherche à développer au plus vite ses capacités de production d'hydrogène vert pour continuer à influencer les dynamiques économiques mondiales à l'avenir. Ainsi, l'Arabie saoudite, riche en ressources énergétiques, explore également la production d'hydrogène vert en utilisant son abondante énergie solaire pour alimenter des électrolyseurs.

Tandis qu'Oman est d'ores et déjà en train de finaliser ses projets énergétiques à l'horizon 2030. Notamment, il souhaite se doter de 4 GW de capacité d'électrolyse et de 10 GW de batteries à cette date, le tout en produisant 50 TWh d'électricité renouvelable afin d'alimenter ses différentes infrastructures. De cette façon, il ambitionne de porter à 1,25 million de tonnes par an sa production d'hydrogène vert.

⁸ AIE, *Global Hydrogen Review*, 2022

Tableau 4 : Projets d'hydrogène vert en Asie et au Moyen Orient

Nom	Sans nom	Sans nom	Pékin Jingneng	Duqm
Lieu	Steppes, Kazakhstan	Oman	Egiangi, Mongolie intérieure, Chine	Duqm, Oman
Source d'énergie	45 GW d'énergie éolienne et solaire	25 GW d'éolien et de solaire 14 GW d'électrolyseurs	Eolien terrestre et solaire	3,5 GW d'éolien et solaire
Acteurs	Svevind Energy (Allemagne) & l'Agence de promotion des investissements du Kazakhstan	InterContinental Energy, Oman Oil & Company OQ et EnerTech (Koweït)	Beijing Jingneng (Chine)	Groupe ACME (Inde)
Utilisation prévue de l'Hydrogène	Exportation ou utilisation locale	Vente sur les marchés internationaux	Non communiqué	Production d'ammoniac vert
Production d'Hydrogène	3 Mt par an	Non précisé	500 kt par an	220 kt par an
Date de mise en ligne estimée	Non précisé Date d'investissement prévue entre 2024 et 2027	2038 (1/3 opérationnel en 2028)	2021	Fin 2024
Stade de développement	Stade de développement très précoce, protocole d'accord signé en juin 2021	En cours d'étude depuis plusieurs années	En cours de construction	En phase de développement actif
Coût estimé	Non communiqué	30 Milliards \$	3 Milliards \$	3,3 Milliards \$

Source : élaboré par l'auteur, d'après AIE, (2022), *Hydrogen Database Projects*

Afrique

L'hydrogène vert représente une voie prometteuse pour le continent africain, qui cherche à réduire sa dépendance aux combustibles fossiles, à accélérer l'accès à l'électricité pour des millions d'Africains en augmentant l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables et à respecter ses engagements climatiques mondiaux. Les pays africains prévoient des investissements dans l'hydrogène vert, avec des promesses de financement de 8,5 milliards de dollars lors de la Conférence des Nations Unies sur le changement climatique à Glasgow (2021) pour soutenir le Partenariat pour une transition énergétique juste de l'Afrique du Sud vers une voie de développement à faibles émissions.

En février 2022, l'Afrique du Sud a annoncé des plans pour soutenir un pipeline de projets d'hydrogène vert d'une valeur d'environ 10 milliards de dollars. La Namibie veut également utiliser son abondance de soleil et d'énergie éolienne pour produire et exporter de l'hydrogène. La production d'hydrogène vert en Afrique est une opportunité pour le continent de devenir un acteur majeur dans la production d'énergie renouvelable et de contribuer à la lutte contre le changement climatique.

Cependant, il reste des défis à relever, notamment en termes de financement, de développement de l'infrastructure et de la technologie, ainsi que de la formation de la main-d'œuvre qualifiée.

2.2. Comparatif des différents projets internationaux

Cette comparaison peut ainsi permettre à l'auteur de dresser les premiers éléments suivants (Tableau 5) :

- L'analyse des projets mondiaux confirme le stade de développement pour quasiment l'ensemble de la filière hydrogène vert dans le monde. Ces projets, de nature disruptive et ambitieuse, sont des projets d'avenir avec des dates potentielles de mise en service pour certains d'entre eux autour de 2025.
- Une double tendance générale se dégage quant à la nature des futurs pays à l'origine de projets hydrogène vert. Tous ont compris l'intérêt de s'implanter sur ce marché pour lequel on pourra distinguer les pays consommateurs et importateurs (principalement européens) et les pays producteurs et exportateurs. Les premiers, suite à la pression politique et à la volonté de décarbonation de leurs économies, vont chercher en priorité à utiliser localement l'hydrogène vert importé ou produit. Ce dernier se retrouvera alors très peu sur le marché mondial en pleine émergence. D'autres pays, comme Oman ou l'Australie, ont clairement établi une volonté de devenir des exportateurs mondiaux d'hydrogène vert. Ces pays se sont positionnés sur un investissement colossal afin de développer leurs filières hydrogène vert.
- Cela met également en exergue le coût extrêmement important d'une telle industrie. Des projets analysés, il est ainsi possible de tirer un parallèle économique préalable entre l'investissement financier et la capacité de production future d'hydrogène vert. A savoir un rapport de 15 000 à 20 000 semble exister entre la capacité de production d'hydrogène vert à l'année et l'investissement financier nécessaire au développement du projet. C'est-à-dire qu'à l'international, il faudrait 15 à 20 milliards de dollars pour financer un projet de production d'un million de tonnes d'hydrogène vert en environ 5 ans.
- De manière similaire, il est possible d'établir une relation entre la puissance d'énergie nécessaire à alimenter une puissance d'électrolyseurs avec un rapport de 1,71. Ainsi, 1 GW d'électrolyseurs doit être alimenté par 1,71 GW d'énergie renouvelable dans le cas d'une électrolyse.
- Enfin, au niveau international, 1 GW de capacité d'électrolyseurs est utilisé afin de produire environ 90 000 tonnes d'hydrogène vert par an.

Tableau 5 : Tableau récapitulatif des informations d'un projet *type* hydrogène vert à l'international

Capacité d'électrolyse	1 GW
Energie renouvelable	1,71 GW
Production d'Hydrogène vert	90 000 tonnes
Coût du projet	1,5 Milliards de dollars

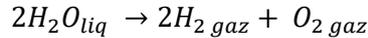
Source : élaboré par l'auteur, 2023

De plus, en comparant les informations recueillies sur l'ensemble des pays ayant une volonté d'être exportateurs sur les marchés futurs d'hydrogène vert, il est possible de mettre en avant les faits suivants :

- Tous les pays examinés ont défini une stratégie hydrogène vert, claire et précise, reposant sur des chiffres et sur des technologies clés.
- Au sein des pays asiatiques, la recherche est un élément fondamental sur lequel va se reposer par exemple la Chine.
- L'ensemble des pays a investi des sommes très importantes pour lancer le développement de leurs filières hydrogène.
- Sur le continent africain, le Maroc devra rapidement s'imposer comme leader face à la concurrence sud-africaine.

Annexe : les différentes technologies d'électrolyse de l'eau

L'électrolyse est un procédé électrochimique de conversion d'une énergie électrique en énergie chimique. Le principe de l'électrolyse consiste à injecter un courant continu dans une solution électrolytique, afin de décomposer la molécule d'eau en hydrogène et oxygène selon l'équation :



Le principe général des différentes technologies est le même, mais il y a quelques différences. Pour la technologie Alcaline, l'électrolyte est une solution liquide aqueuse, et ce sont les ions hydroxyde (OH^-) qui naviguent à travers la membrane pour former de l' O_2 à l'anode. Pour la technologie PEM, la solution électrolytique est remplacée par une membrane solide en polymère. Ce sont les protons (H^+) qui la traversent et forment l' H_2 à la cathode. Enfin, pour la technologie SOEC (Solide Oxide Electrolyser Cells).

La SOEC opère dans un intervalle de températures variant entre 700 et 1 000°C, l'électrolyte est sous forme de céramique solide. A la cathode, l'hydrogène est séparé des ions d'oxygène (O^{2-}), qui vont traverser la membrane céramique et former de l' O_2 à l'anode. Le tableau 1 du rapport donne un comparatif des caractéristiques de ces différentes technologies.

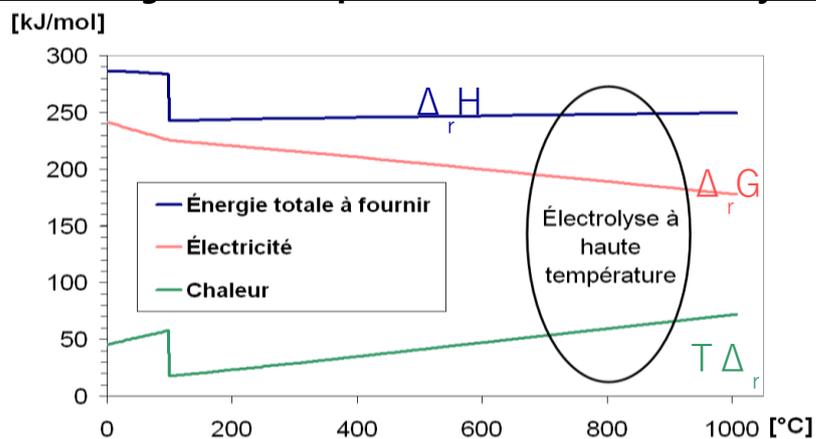
Approche thermodynamique de l'électrolyse

La réaction d'électrolyse de l'eau est endothermique et non spontanée. L'énergie totale à fournir pour réaliser cette réaction chimique correspond à l'enthalpie de réaction $\Delta_r H$ décrite par l'équation :

$$\Delta_r H = \Delta_r G + T \Delta_r S$$

où $\Delta_r G$ est l'enthalpie libre de réaction et correspond à l'électricité à fournir, $\Delta_r S$ est l'entropie de la réaction et T la température, ainsi le terme $T \Delta_r S$ correspond à la chaleur à fournir pour la réaction.

Figure 9 : Energie à fournir pour une réaction d'électrolyse d'eau



Source : Réalisé par l'auteur, d'après Rivera and al. 2009, 2023

Ainsi, à 25°C, la quantité totale d'énergie nécessaire pour électrolyser la molécule d'eau est d'environ 285 kJ/mol d'eau, dont une faible partie peut éventuellement être apportée sous forme thermique (environ 17%). Lorsque la réaction est réalisée en phase gazeuse (soit au-dessus de 100°C), la quantité d'énergie totale pour la réaction d'électrolyse diminue sensiblement : elle est de l'ordre de 246 kJ/mol (à une température de 200°C), dont 20% peuvent être sous forme thermique.

Par ailleurs, le rapport de l'énergie électrique (travail) sur l'énergie totale diminue avec la température. Ainsi, par exemple, à une température égale à 500 °C, la quantité d'énergie électrique nécessaire est de 204 kJ/mol d'eau, alors qu'elle est de 186 kJ/mol d'eau à 800 °C (Rivera and al, 2009).

Aussi, la tension à laquelle les besoins de la réaction sont entièrement couverts par la tension appliquée est calculée à partir de l'enthalpie de réaction. La tension minimale à appliquer à la cellule d'électrolyse pour que la réaction ait lieu correspond à la tension de Nernst, basée sur l'enthalpie libre de réaction et la constante de Faraday selon l'équation :

$$E^{\circ} = \left| -\frac{\Delta_r G}{2F} \right|$$

Avec $F = 96\,485 \text{ C.mol}^{-1}$ et $\Delta_r G = 237,24 \text{ kJ.mol}_{\text{H}_2\text{O}}^{-1}$, on obtient ainsi un potentiel standard $E^{\circ} = 1,23\text{V}$ pour des conditions de 1bar et de 25 °C (298K)

Ce potentiel standard correspond ainsi à l'énergie libre nécessaire pour décomposer la molécule d'eau.

D'autre part la tension thermoneutre correspond au fonctionnement isotherme de l'électrolyseur. Cette tension $E_{\text{thermoneutre}}$ est donnée par la formule suivante :

$$E_{\text{thermoneutre}} = \left| -\frac{\Delta_r H}{2F} \right|$$

Dans les mêmes conditions que précédemment et avec $\Delta_r H = 285,8 \text{ kJ.mol}_{\text{H}_2\text{O}}^{-1}$, on obtient $E_{\text{thermoneutre}} = 1,48\text{V}$

Approche énergétique de l'électrolyse

Pour apprécier l'efficacité de l'électrolyse, il est possible d'introduire un rendement énergétique qui quantifie le besoin énergétique total de la réaction comme étant le rapport entre la tension thermoneutre $E_{\text{thermoneutre}}$ définie précédemment et l'énergie fournie au réacteur sous forme électrique par l'application de la tension opératoire $E_{\text{opératoire}}$:

$$\eta_{\Delta H} = \frac{E_{\text{thermoneutre}}}{E_{\text{opératoire}}}$$

À l'inverse des autres convertisseurs ayant une efficacité de 50-80 %, l'efficacité énergétique des SOEC pourrait être comprise entre 80 et 90 %. En effet, l'amélioration des cinétiques réactionnelles à haute température améliore le rendement du procédé.

Approche cinétique de l'électrolyse

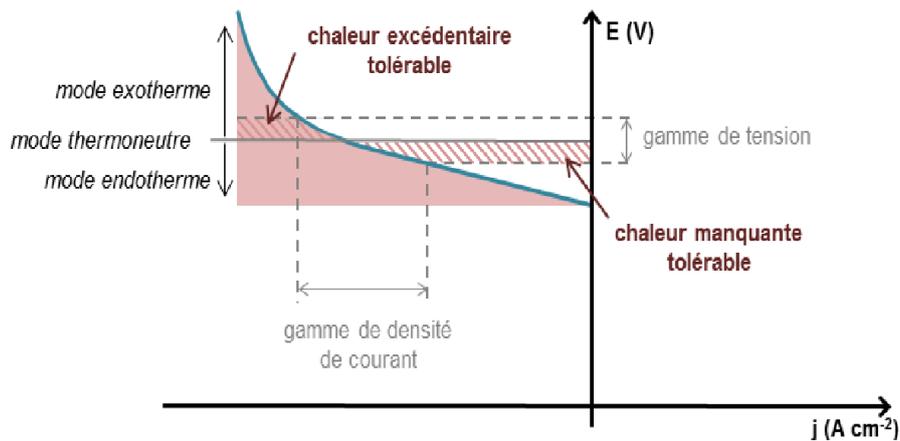
Le passage du courant à travers la cellule d'électrolyse génère des irréversibilités qui se traduisent par des surtensions de fonctionnement. Plusieurs catégories de surtensions peuvent être identifiées au sein de la cellule :

- Les surtensions d'activation résultent des réactions de transfert de charges se produisant dans les zones de triple contact des électrodes, se manifestant dès le début sur la courbe de polarisation.
- Les surtensions ohmiques sont causées par la perte de tension ohmique dans les milieux conducteurs de la cellule, principalement au niveau de la membrane, et dans les résistances de contact des points de collecte du courant. Ces surtensions sont proportionnelles à la production et correspondent à la partie linéaire de la courbe de polarisation.
- Les surtensions de diffusion ou de concentration sont observées pour les fortes densités de courant, où les réactifs sont quasiment épuisés, et leur accès à la zone réactive est gêné par les gaz produits. Les surtensions de concentration, liées au transfert de masse, se manifestent à la fin de la courbe de polarisation, où la production stagne malgré l'augmentation de la tension. La tension totale ou réelle de la cellule est la somme de la tension de Nernst et des trois types de surtensions mentionnés.

On se retrouve alors (voir figure 10) avec trois modes de fonctionnement distincts avec T fixée :

- Thermoneutre : $\Delta T = 0$ $T\Delta_r S =$ surtensions
- Endothermique : $\Delta T < 0$ $T\Delta_r S >$ surtensions
- Exothermique : $\Delta T > 0$ $T\Delta_r S <$ surtensions

Figure 10 : Densité de courant en fonction de la tension électrique

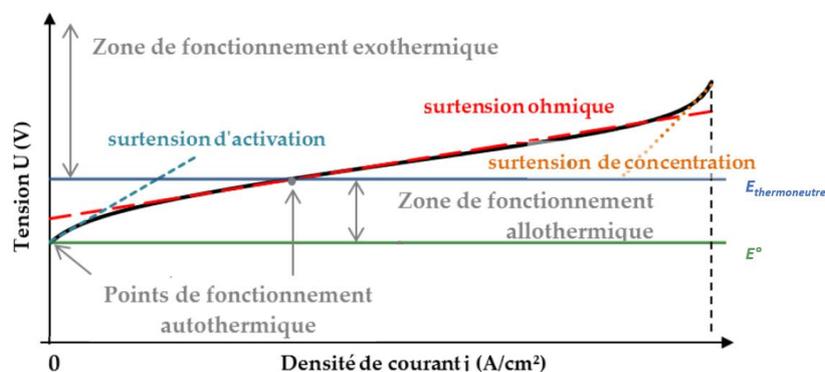


Source : Petitpas and al. 2013

Si la tension appliquée équivaut à la tension thermoneutre, le stack opère en régime autothermique, garantissant ainsi une efficacité d'électrolyse de 100%. L'énergie nécessaire à la réaction est intégralement fournie sous forme électrique, compensant l'endothermicité de la réaction grâce à l'échauffement généré par les irréversibilités associées au processus. Lorsque la tension opératoire dépasse $E_{thermoneutre}$, le fonctionnement devient exothermique.

Le dégagement de chaleur lié aux irréversibilités excède les besoins thermiques de la réaction, entraînant un réchauffement global du réacteur électrochimique et une dégradation de l'efficacité de l'électrolyse. À l'inverse, lorsque la tension opératoire est inférieure à $E_{thermoneutre}$, le besoin thermique de la réaction d'électrolyse est partiellement couvert par l'échauffement thermique résultant des irréversibilités. Ainsi, le stack se refroidit, à moins qu'un apport de chaleur extérieur ne soit assuré. Dans ce scénario, le fonctionnement est qualifié d'allothermique, et l'efficacité d'électrolyse dépasse les 100%.

Figure 11 : Courbe de polarisation, types de surtension et zones de fonctionnement

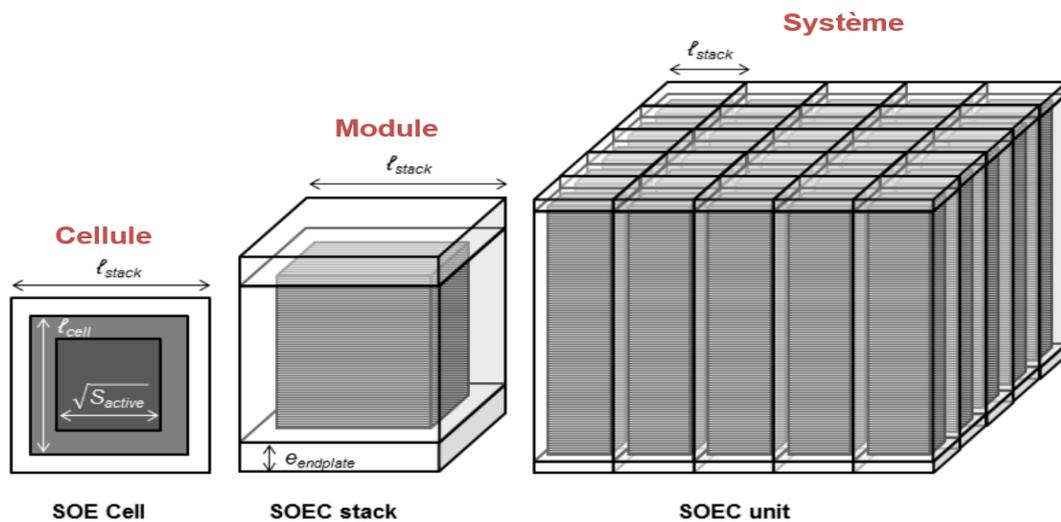


Source : De Saint Jean and al. 2014

Mise en place du système

Comme vu précédemment dans ce rapport, l'élément fondamental d'un électrolyseur est la cellule électrolytique (voir figure 2 du rapport). Celle-ci permet la réaction qui permet d'obtenir de l'hydrogène en sortie avec de l'eau en entrée. Cette cellule d'électrolyse est ensuite répétée dans un enchainement dit empilement ou *stack* (en anglais). Ce stack permet d'obtenir un très grand nombre de cellules qui sont alors rassemblées au sein d'une même unité d'électrolyse ou système d'électrolyse (Figure 12). Dans cette unité, les différents empilements sont alors reliés par des plaques d'interconnexion possédant un paramètre de conductivité thermique propre et régissant l'isolation thermique du stack et de l'ensemble de l'électrolyseur.

Figure 12 : Mise à l'échelle pour un système d'électrolyse SOEC



Source : Petipas and al. 2013

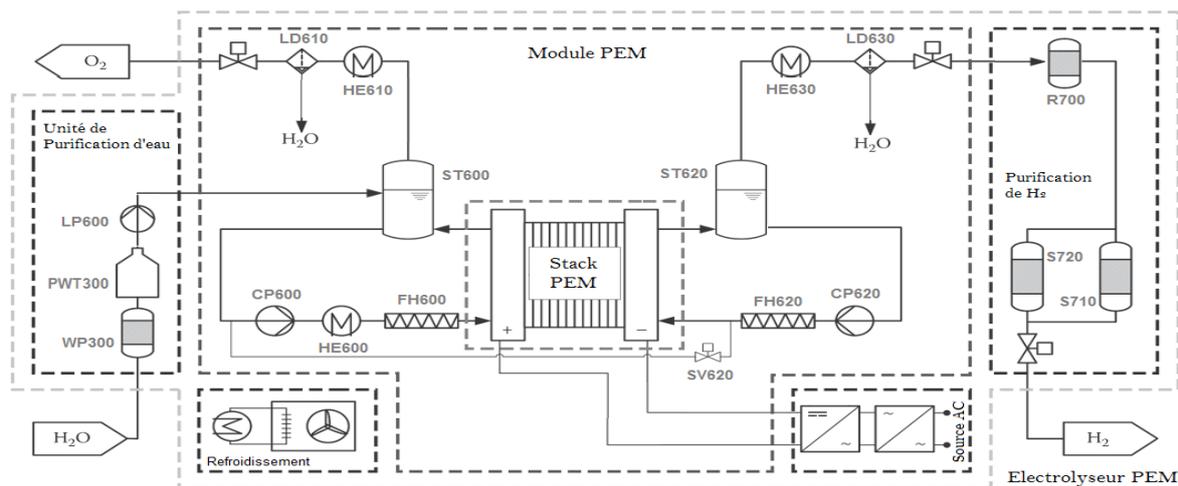
Système PEM

Une fois cet électrolyseur obtenu, il doit alors être intégré dans un système de production. Il en existe de nombreux mais tous possèdent certaines généralités. La Figure 13 propose l'exemple d'un électrolyseur PEM de référence. Celui-ci fonctionne selon un principe de deux boucles fermées qui ne communiquent que par les échanges de matière et d'énergie s'effectuant dans le stack et permettant la réaction chimique. On retrouve d'une part une boucle liée à l'oxygène (anode) et d'autre part une boucle liée à l'hydrogène (cathode).

Au préalable, l'eau initiale servant au processus est purifiée et déminéralisation avant d'alimenter le système. Puis au sein de la première boucle, cette eau est séparée du dioxygène dans un réservoir séparateur. Egalement, le système est muni d'une pompe à circulation ainsi que d'un échangeur de chaleur afin de permettre de réguler la température et la pression pour maintenir l'électrolyseur à ses températures opératoires. Aussi, la boucle du côté cathode contient des éléments similaires en plus d'une vanne de contrôle permettant de réorienter l'eau de son réservoir vers l'alimentation d'eau initiale.

A la sortie, on peut alors récupérer les deux gaz, dioxygène et dihydrogène, de manière séparée après qu'ils soient passés dans des réservoirs séparateurs et des refroidisseurs différents. Enfin, une unité de purification est utilisée afin d'obtenir un hydrogène pur conforme aux attentes et à la réglementation. Cette unité de purification est composée d'un réacteur catalytique et de deux colonnes d'adsorption.

Figure 13 : Exemple d'une configuration générale d'un système d'électrolyseur PEM de référence

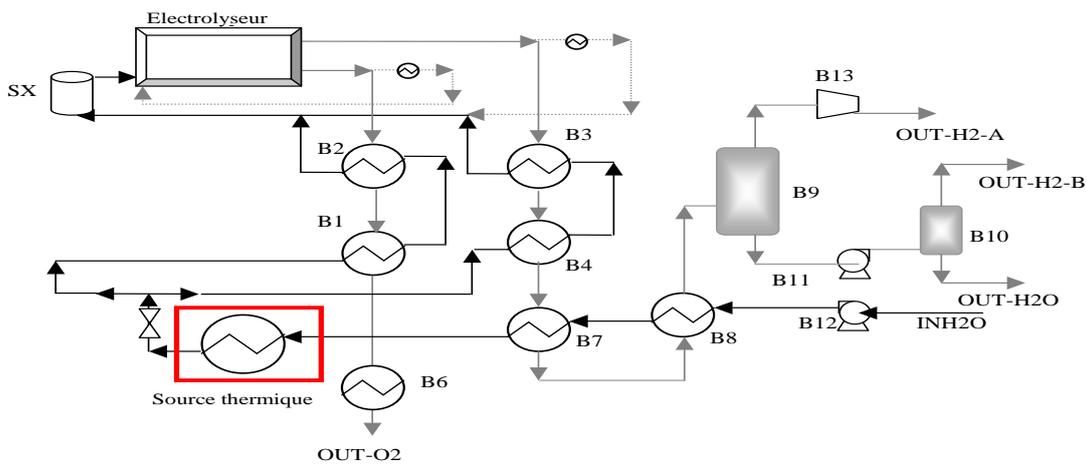


Source : Smolinka and al. 2017

Système SOEC (Electrolyse à Haute Température)

Pour le schéma de fonctionnement de la cellule SOEC, il est possible de se référer à la Figure 3 de ce rapport. La Figure 14 propose quant à elle un exemple d'un système complet d'Electrolyse à Haute Température (EHT)

Figure 14 : Exemple d'une configuration générale d'un système EHT



Source : Rivera-Tinoco, 2009

Le schéma proposé inclut tous les équipements depuis l'introduction de l'eau liquide à température ambiante jusqu'à la sortie de l'hydrogène comprimé à une pression supposée être la valeur requise en sortie d'usine.

L'eau déminéralisée est d'abord introduite par le courant INH₂O préchauffé par les échangeurs B7 et B8 (récupération thermique du flux en sortie de cathode). L'eau préchauffée est évaporée à l'aide de la chaleur fournie par la source d'énergie thermique retenue (encadrée en rouge). La vapeur produite est ensuite divisée en deux courants qui traversent deux séries d'échangeurs (récupération de la chaleur des flux de sortie de l'électrolyseur – cathode et anode – échangeurs B1, B2, B3 et B4).

La vapeur est encore surchauffée électriquement (composant – SX) lorsque la température de la vapeur en sortie des échangeurs est inférieure à celle nécessaire en entrée de l'électrolyseur pour le fonctionnement optimal des cellules. Avant d'être introduite dans les cellules d'électrolyse et afin d'éviter leur corrosion, la vapeur provenant du surchauffeur est mélangée à un courant à la même température contenant de l'hydrogène et de la vapeur.

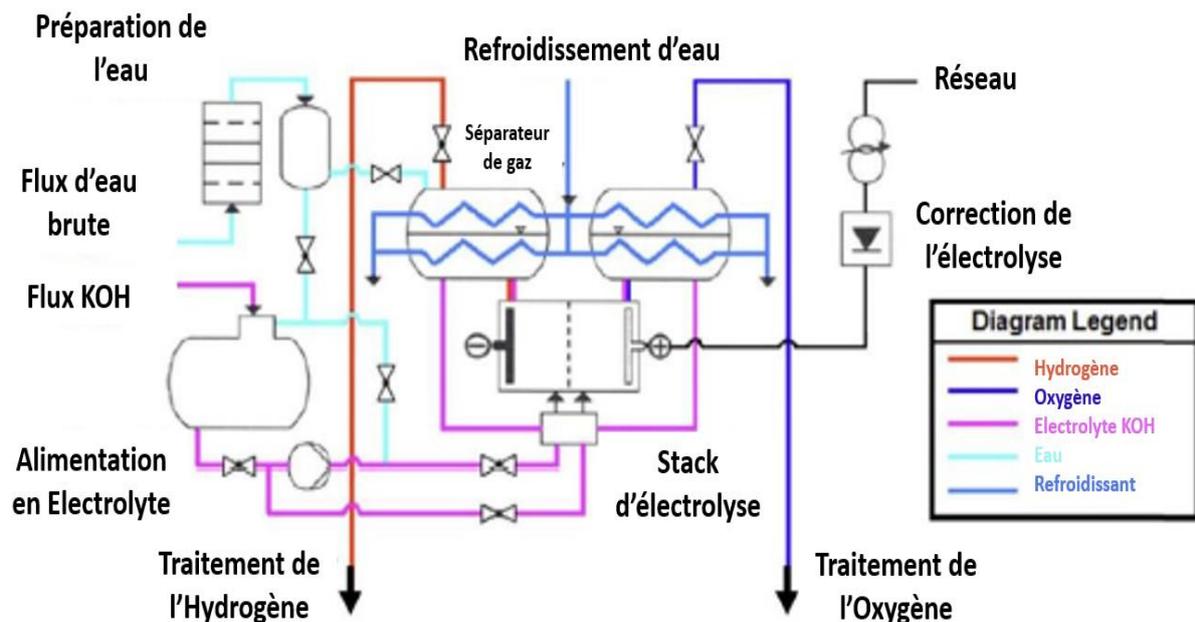
Ce dernier est obtenu en recyclant directement une partie du mélange hydrogène-eau sortant de l'électrolyseur. Le recyclage du gaz est réalisé par effet Venturi à l'aide d'un éjecteur afin d'éviter des coûts de compression liés à la compensation des pertes de charge dans les cellules et pour pouvoir recycler les gaz sans perdre leur énergie. L'eau est convertie en hydrogène et en oxygène dans l'électrolyseur.

Le courant de sortie de la cathode (la vapeur d'eau mélangée à l'hydrogène) est condensé puis séparé dans un séparateur ballon, représenté par l'équipement B9. L'hydrogène sortant du séparateur est ensuite comprimé par le compresseur B13 à la pression nécessaire en sortie du procédé et l'eau sortante est recyclée à la pression de l'eau en entrée du système (INH₂O en sortie de la pompe B12) à l'aide de la pompe B11.

L'augmentation de la pression de l'eau par B11 provoque la libération d'hydrogène résiduel qui est séparé à l'aide d'un deuxième séparateur ballon (B10). Une partie du courant d'oxygène sortant de l'anode est recyclée en tant que gaz vecteur pour balayer le gaz produit à l'intérieur de l'anode.

Systeme Alcalin

Figure 15 : Exemple d'une configuration générale d'un système d'électrolyseur Alcalin



Source : adapté par l'auteur d'après Buttler A. 2018

La figure 15 propose une configuration générale d'un système d'électrolyseur Alcalin. L'eau est tout d'abord consommée du côté de la cathode puis à nouveau produite du côté de l'anode. Par conséquent, les « flux de lessive » (solution d'hydroxyde de potassium, KOH dans l'eau) des deux côtés doivent être mélangés avant d'entrer dans l'électrolyseur afin d'éviter une dilution ou une concentration des flux d'électrolyte.

Cela pourrait entraîner une contamination des gaz produits en raison des flux d'électrolyte transportant des gaz dissous, car les séparateurs ne peuvent éliminer que les bulles de gaz. Une contamination critique (mélange inflammable) en charge partielle doit être évitée par un contrôle approprié de la circulation du « flux de lessive », ce qui est automatiquement assuré dans le cas d'une circulation naturelle. La gestion d'un "flux de lessive" nécessite des précautions particulières en raison de sa nature corrosive. Cela inclut des considérations sur la compatibilité des matériaux, les mesures de sécurité et l'impact environnemental.

Références bibliographiques

Éléments bibliographiques clés

Académie des Technologies. (2020). Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée.

IRES. (2020, Juillet 2020). Développement des énergies solaire et éolienne au Maroc : enseignements et perspectives.

AIE. (2022). Global Hydrogen Review.

AIE. (2022). Hydrogen Projects Database.

Butterworth, P. (2022). Green ammonia fuel faces three big challenges.

Deloitte. (2023). Green Hydrogen: Energizing the path to net zero

Er-rbib, H., Kezibri, N., Bouallou, C. (2018). Performance assessment of a power-to-gas process based on reversible solid oxide cell. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*.

Giddey, S., Badwal, S. P. S., Kulkarni. (2013). A. Review of electrochemical ammonia production technologies and materials. *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (2013), 14576-14594.

Groupe de la Banque mondiale. (2022). Rapport Climat et Développement – Maroc

IRENA. (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate global

Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable – Département de la Transition Énergétique. (2022). Secteurs de l'énergie, chiffres clés.

Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement. (2021). Feuille de route hydrogène vert, vecteur de transition énergétique et de croissance durable.

Internet :

Fusion Fuel. (14 Juillet 2021). Fusion Fuel. Fusion Fuel announces HEVO Ammonia Morocco Project, aims to produce 183,000 tons of green ammonia by 2026. <https://ir.fusion-fuel.eu/news-releases/news-release-details/fusion-fuelannounces-hevo-ammonia-morocco-project-aims-produce>. (consulté le 8 Septembre 2023).

La Tribune Afrique (19 Mai 2023). « Nous ambitionnons de produire un million de tonnes d'ammoniac vert d'ici 2027 » (Karim Saoud, OCP Group). <https://afrique.latribune.fr/think-tank/entretiens/2023-05-19/nous-ambitionnons-de-produire-un-million-de-tonnes-d-ammoniac-vert-d-ici-2027-karim-saoud-ocp-group-962815.html>. (consulté le 10 Septembre 2023).

Eckert V., Osmond E. (24 Janvier 2023). Reuters. Imported hydrogen can beat EU production costs by 2030 – study.

<https://www.reuters.com/business/energy/imported-hydrogen-can-beat-eu-production-costs-by-2030-study-2023-01-24>. (consulté le 10 Septembre 2023).

Kouamé M. (31 Mai 2023). Les Eco. Hydrogène vert : comment le Maroc peut-il satisfaire 4 à 8% de la demande mondiale ? <https://leseco.ma/business/hydrogene-vert-comment-le-maroc-peut-il-satisfaire-4-a-8-de-la-demande-mondiale.html>. (consulté le 12 Septembre 2023).

Autres éléments bibliographiques

ADEME. (2019). Hydrogène : analyse des potentiels industriels et économiques en France.

ADEME. (2020). Rendement de la chaîne hydrogène, cas du « Power-to-H₂-to-Power ».

AIE. (2019). The Future of Hydrogen

AIE. (2023). Hydrogen patents for a clean energy future

AMDIE. (2023). La charte de l'investissement, un cadre transparent et lisible pour encourager l'acte d'investir.

Bailera, M., Kezibri, N., Romeo, L.M., ...Lisbona, P., Bouallou, C. (2017). Future applications of hydrogen production and CO₂ utilization for energy storage: Hybrid Power to Gas-Oxycombustion power plants. International Journal of Hydrogen Energy.

Buttler A., Spliethoff H., (2018) Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. Renew. Sust. Energ. Rev.

CEA & DGEC. (2018). Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique.

Commission Spéciale sur le Modèle du Développement. (2021). Le Nouveau Modèle de Développement – Rapport Général.

Compagnie des Transports au Maroc – CTM. (2021). Rapport financier annuel 2020.

Fédération de l'Énergie. (2019). Etude sur la mobilité durable au Maroc

France Hydrogène. (2022). Monde : des stratégies différenciées pour une dynamique commune.

France Hydrogène. (2023). La chaîne de valeur de l'hydrogène. Récupéré sur : <https://vighy.france-hydrogene.org/la-chaîne-de-valeur-de-lhydrogene>.

Haut-Commissariat au Plan. (2022). Comptes Nationaux 2021

IRENA. (2021). Renewable Power Generation Costs in 2021.

IRENA. (2022). Green Hydrogen for Industry: A Guide to Policy Making. Récupéré sur : <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry>.

IRENA. (2023). Innovation Outlook, Renewable Ammonia

IRISEN. (2019). Hydrogène vert : une opportunité pour le Maroc.

Kezibri N., Bouallou C. (2023). Experimental Study of Proton Exchange Membrane Electrolysis System, Chemical. Engineering Transactions.

MASEN. (2020, Février 2020). Programme des énergies renouvelables. (Groupedetravail, Intervieweur)

Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable – Département du Développement Durable. (2021). Stratégie Bas Carbone à Long Terme – Maroc 2050.

Ministère de l'Économie et des Finances. (2023). Projet de Loi de Finances pour l'année budgétaire 2024 – Rapport sur le foncier public mobilisé pour l'investissement

Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement. (2020). Programme des énergies renouvelables. (Groupe de travail, Intervieweur)

Niermann, M., Timmerberg, S., Dinh, S., Kaltschmitt, M. (2021). Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen – 135 - 10.1016/j.rser.2020.110171- Renewable and Sustainable Energy Reviews

Monzer, D., Bouallou, C. (2023). Production of synthetic gas by the co-electrolysis of H₂O and CO₂ in the molten carbonate electrolyzer. International Journal of Hydrogen Energy.

Monzer, D., Bouallou, C. (2022). Future economic perspective of Power-To-Gas system based on Molten Carbonate Electrolyzer. Proceedings of WHEC 2022 - 23rd World Hydrogen Energy Conference: Bridging Continents by H₂

Pepitas F., Bouallou C. (2013). Conception et conduite de systèmes d'électrolyse à haute température alimentés par des énergies renouvelables.

Rivera-Tinoco R. (2009), Etude technico-économique de la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse haute température pour différentes sources d'énergie thermique

Rodriguez, E.J.R., Monzer, D., Bouallou, C. (2023). Study of interest for integrating wind energy with a power-to-methane system based on the Molten Carbonate Electrolyzer. *Journal of Energy Storage*.

US Department of Energy. (2022). Roadmap to US hydrogen economy

Internet :

Atchison J. (20 Juillet 2021). Ammonia Energy Association. 183,000 tonnes per year green ammonia in Morocco. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/183000-tonnes-per-year-green-ammonia-in-morocco>. (consulté le 8 Septembre 2023).

El Karmouni, G. (9 Juin 2023). Medias24. Pourquoi la voiture électrique tarde à percer sur le marché marocain ? <https://medias24.com/2023/06/09/pourquoi-la-voiture-electrique-tarde-a-percer-sur-le-marche-marocain-professionnels>. (consulté le 10 Septembre 2023).

Julie Chaudier (29 Février 2016). Le Point. Agrosbusiness – Maroc : la partition de l’OCP pour « nourrir l’Afrique ». https://www.lepoint.fr/economie/agro-industrie-l-ocp-a-la-conquete-du-marche-africain-des-engrais-29-02-2016-2021725_28.php. (consulté le 10 Septembre 2023).

Harry Morgan (7 Septembre 2022). Recharge. Why market dynamics will reduce the average price of green hydrogen to \$1.50/kg by 2030. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/opinion-why-market-dynamics-will-reduce-the-average-price-of-green-hydrogen-to-1-50-kg-by-2030/2-1-1292801>. (consulté le 10 Septembre 2023).

France Hydrogène (19 Mai 2022). France Hydrogène. Plan RePowerEU : un cadre législatif ambitieux pour réduire la dépendance européenne aux hydrocarbures russes. <https://www.france-hydrogene.org/plan-repowereu-un-cadre-legislatif-ambitieux-pour-reduire-la-dependance-europeenne-aux-hydrocarbures-russes/> (consulté le 14 Septembre 2023).

Finances News Hedbo. (9 Avril 2023). Finance News Hedbo. Hydrogène vert : « Le Maroc a tous les atouts pour devenir un pionnier mondial de l’industrie H2 ». <https://fnh.ma/article/developpement-durable/hydrogene-vert-maroc-industrie-h2>. (consulté le 14 Septembre 2023).

IFP Energies Nouvelles. (2023). IFP Energies Nouvelles. Tout savoir sur l’hydrogène. <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-renouvelables/tout-savoir-lhydrogene>. (consulté le 14 Septembre 2023).

Zerrour, L. (5 Septembre 2023). Aujourd’hui Le Maroc. Hydrogène vert : les opportunités et les défis pour le Maroc. <https://aujourd'hui.ma/economie/hydrogene-vert-les-opportunites-et-les-defis-pour-le-maroc> (consulté le 15 Septembre 2023).

Glossaire et liste des abréviations

AEL	La technologie Alcaline
AEM	La technologie Anion Exchange Membrane
AIE	Agence Internationale de l'Énergie (pour International Energy Agency/AIE)
AIVAM	Association des Importateurs de Véhicules Au Maroc
CCS	Captage et de stockage du carbone
ENR	Energies renouvelables
Électrolyse	Décomposition d'un composé chimique sous l'effet d'un courant électrique qui permet de réaliser des oxydations et des réductions
IRENA	Agence Internationale des Energies Renouvelables, pour International Renewable Energy Agency
LCoE	Coût actualisé de l'électricité , pour levelized cost of electricity
LOHC	(Liquid Organic Hydrogen Carrier) est une technologie qui utilise des composés organiques liquides pour stocker et transporter de l'hydrogène en toute sécurité et efficacité
MCEC	La technologie Molten Carbonte Electrolysis Cell (<i>électrolyse à carbonates fondus</i>)
PEM	Proton Exchange Membrane (ou Membrane Echangeuse de Protons)
Power-to-Gas	Technologie consistant à convertir de l'électricité d'origine renouvelable (Photovoltaïque, éolien, ...) en hydrogène, par électrolyse de l'eau
OCP	Office Chérifien des Phosphates
R&D	Recherche et Développement
SOEC	La technologie Solide Oxide Electrolysis (Electrolyse à Oxyde Solide)
UE	Union Européenne
USD	Dollars américains
Sigles techniques	
CO ₂	Dioxyde de carbone
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatts heures
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts heures
H ₂	Dihydrogène
Mt	Millions de tonnes

MW	Mégawatts
N ₂	Azote
NH ₃	Ammoniac
O ₂	Dioxygène
t	Tonnes

Liste des figures

Figure 1 : Chaîne de valeur de l'hydrogène vert (réalisé par l'auteur)

Figure 2 : Schémas de fonctionnement des différentes technologies d'électrolyse (IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal)

Figure 3 : Exemple d'une unité de cellule SOEC

Figure 4 : Mise à l'échelle d'un électrolyseur (Réalisé par l'auteur)

Figure 5 : Capacité totale de production par technologie 2022-2030 (AIE, Global Hydrogen Review, 2022)

Figure 6 : Prévion de la capacité totale de production d'électrolyseurs 2022-2030 (AIE, Global Hydrogen Review 2022)

Figure 7 : Coût de stockage et de transport par pipeline, bateau et coût de la liquéfaction et la conversion de l'hydrogène (AIE, 2022).

Figure 8 : Demande globale d'hydrogène par secteur (AIE, 2022)

Figure 9 : Energie à fournir pour une réaction d'électrolyse d'eau (Réalisé par l'auteur)

Figure 10 : Densité de courant en fonction de la tension électrique lors d'une réaction d'électrolyse d'eau (Pepitas and al. 2013)

Figure 11 : Courbe de polarisation et les types de surtension et zones de fonctionnement

Figure 12 : Mise à l'échelle pour un système d'électrolyse SOEC

Figure 13 : Exemple d'une configuration générale d'un système d'électrolyseur PEM de référence (Smolinka and al. 2017)

Figure 14 : Exemple d'une configuration générale d'un système EHT (Rivera-Tinoco, 2009)

Figure 15 : Exemple d'une configuration générale d'un système d'électrolyseur Alcalin (adapté par l'auteur d'après Buttler A. 2018)

Liste des tableaux

Tableau 1 : Tableau comparatif des caractéristiques des technologies AEL, PEM et SOEC (IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*)

Tableau 2 : Projets d'hydrogène vert d'intérêt en Europe (réalisé par l'auteur, d'après *AIE, Hydrogen Projects Database, 2022*)

Tableau 3 : Projets d'hydrogène vert d'intérêt en Australie (réalisé par l'auteur, d'après *AIE, Hydrogen Projects Database, 2022*)

Tableau 4 : Projets d'hydrogène vert d'intérêt en Asie et au Moyen Orient (réalisé par l'auteur, d'après *AIE, Hydrogen Projects Database, 2022*)

Tableau 5 : Tableau récapitulatif des informations d'un projet *type* hydrogène vert à l'international