

## Étude des coûts complets de l'hydrogène

Hydrogène/Electricité

### RÉSUMÉ EXÉCUTIF

**L'hydrogène est un vecteur énergétique susceptible de révolutionner le paysage de l'énergie, en raison de sa capacité à contribuer à la décarbonation de notre économie.**

**Réputé propre, stockable, transportable et miscible avec d'autres gaz, son développement est activement soutenu par les pouvoirs publics, qui ont décidé en 2021 le lancement d'un « Plan Hydrogène ».**

**L'objectif du Cérémé, par la présente étude, est de fournir aux décideurs et à l'opinion publique des clés pour appréhender la réalité des coûts complets de l'hydrogène au regard de ses usages, de ses modes de production, ainsi que des émissions de CO2 associées.**

**La France a des atouts pour mobiliser la voie hydrogène, en particulier son atout du « prix de l'électricité ». C'est pourquoi le Plan Hydrogène est indissociable de la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui doit viser un objectif prioritaire : l'accès du public à une énergie compétitive, et notamment un courant bon marché.**

**Les contenus du Plan Hydrogène, aujourd'hui centrés sur des expérimentations et des démonstrateurs, pourraient avec utilité être réinterrogés à l'occasion de cette programmation pluriannuelle, la France pouvant ne pas être en mesure de soutenir à la fois les accompagnements sur l'hydrogène et la poursuite d'un subventionnement aux électricités intermittentes.**

**Le modèle économique de l'hydrogène naturel dit « blanc » n'est pas abordé ici.**

### I- Les usages de l'hydrogène

#### 1. Usages actuels

L'hydrogène est utilisé en France dans divers processus industriels, principalement dans :

- + L'agriculture: production d'engrais (ammoniac) (250kt d'H<sub>2</sub>).
- + La chimie: production de méthanol, réactif dans le raffinage des produits pétroliers et carburants (700kt d'H<sub>2</sub>).

- + La sidérurgie: production de chaleur, oxydo-réduction de l'acier (50kt d'H<sub>2</sub>).

Cet hydrogène est aujourd'hui produit par du reformage consistant à produire de l'hydrogène à partir du méthane contenu dans le gaz naturel, méthode émettrice de CO<sub>2</sub>. Décarboner son utilisation impose donc un changement de mode de production.

#### 2. Usages futurs

L'hydrogène est une voie essentielle pour décarboner ceux parmi les usages fossiles de l'énergie qui ne pourront pas être décarbonés par la voie des énergies thermiques renouvelables ni par la voie de l'électrification.

Par conséquent, le principal usage futur de l'hydrogène bas-carbone se fera essentiellement dans le secteur industriel (sidérurgie, verrerie, chimie, etc.).

Un deuxième usage de l'hydrogène consiste à soutenir la décarbonation des transports lourds routiers par l'utilisation des piles à combustible (PAC). Il apparaît cependant que l'hydrogène ne pourra pas nécessairement être le carburant propre de l'avenir pour tous les types de transport (ferroviaire, aérien, etc.), en raison de limites techniques et de sécurité ainsi que de limites économiques liées notamment à la nécessité d'infrastructures diffuses de transport et de stockage.

Le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène (power-to-gaz-to-power) pour assurer la flexibilité du système électrique est contraint par des rendements techniques limités. Le processus fonctionne en produisant de l'hydrogène pendant les périodes de surproduction d'électricité. Cet hydrogène, contrairement à l'électricité, peut être stocké et retransformé en électricité en cas de besoin. Cette dernière étape peut être réalisée de différentes manières, notamment par des piles à combustible, des moteurs à combustion interne ou des turbines à hydrogène. Cependant, lorsque 100 kilowattheures (kWh) d'énergie sont injectés dans le processus power-to-gaz-to-power, seuls 25kWh en ressortent, ce qui rend ce procédé durablement non-compétitif.

L'hydrogène peut enfin être combiné par des procédés chimiques (Fischer-Tropsch) à d'autres gaz ou carburants pour produire des biogaz et biocarburants dont le Cérémé estime qu'ils auront une part significative dans le mix énergétique de la France pour 2035 et 2050.

Ci-dessous est présentée une version simplifiée de la chaîne de valeur de l'hydrogène, montrant les usages de l'hydrogène dans différents secteurs:

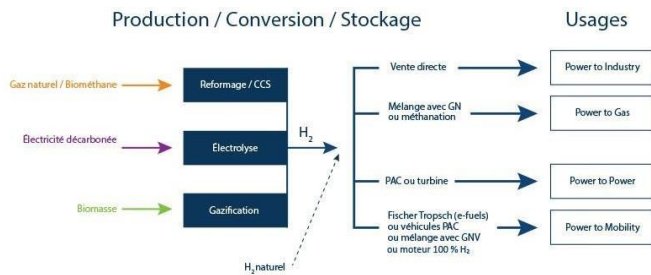


Figure 1: Chaîne de valeur simplifiée de l'hydrogène<sup>1</sup>

Pour mesurer l'ampleur des services que peut rendre l'hydrogène, vous reporter au schéma complète:

Graphique chaîne de valeur de l'hydrogène complète.

## II- Production actuelle d'hydrogène

La production à faible émission repose sur trois techniques: le vaporeformage (à la condition que les émissions soient compensées par de la séquestration du carbone), la gazéification et l'électrolyse.

### 2-1. Vaporeformage

Le vaporeformage consiste à décomposer la molécule de gaz naturel (CH<sub>4</sub>) en hydrogène (H<sub>2</sub>) et en CO<sub>2</sub> à l'aide de vapeur d'eau. C'est aujourd'hui la technique de production de l'hydrogène la plus répandue, la mieux maîtrisée et la moins onéreuse mais elle est très émettrice de CO<sub>2</sub>.

### 2-2. Gazéification

La gazéification est un procédé qui transforme le charbon ou la biomasse en gaz de synthèse. Il s'agit de chauffer la matière première dans un environnement contrôlé avec de la vapeur d'eau ou de l'oxygène. Cette réaction décompose la matière en ses gaz constitutifs, notamment en hydrogène et en monoxyde de carbone. Cette technique est peu onéreuse mais elle émet davantage de CO<sub>2</sub> que le reformage si l'on utilise du charbon. En revanche, la gazéification de la biomasse peut, sous certaines conditions (source de biomasse, CCS, efficacité énergétique, etc.), être «nette zéro» si l'on tient compte des émissions sur l'ensemble du cycle de vie.

### 2-3. Électrolyse

L'électrolyse consiste à décomposer la molécule d'eau (H<sub>2</sub>O) en hydrogène (H<sub>2</sub>) et en oxygène (O<sub>2</sub>) à l'aide d'un courant électrique.

Il existe aujourd'hui trois principaux types de technologies d'électrolyse, chacune ayant des caractéristiques opérationnelles, des rendements, des coûts et un niveau de maturité technologique différents (TRL). Les paragraphes suivants décrivent le fonctionnement des principaux types d'électrolyse :

- + Électrolyseur alcalin (AEC) :  
Le plus répandu, avec une efficacité énergétique moyenne de 47 kWh/kg H<sub>2</sub>. Il se compose de deux parties principales : une

électrode positive appelée anode et une électrode négative appelée cathode menant à séparer les molécules d'eau en hydrogène à la cathode et en oxygène à l'anode. Ce type d'électrolyseur offre une moyenne flexibilité d'exploitation en raison de ses longs temps de montée en puissance (10 mins).

- + Électrolyseur à membrane d'échange de protons (PEM) :  
Technologie en développement, produisant un hydrogène d'une grande pureté (>99,9 %) par l'utilisation d'une membrane d'échange de protons filtrant ces derniers et les dirigeant directement vers la cathode. Les PEM ont une efficacité énergétique de 56 kWh/kg H<sub>2</sub>, et une grande flexibilité opérationnelle grâce à leurs capacités à démarrer rapidement (1 min), à réagir efficacement aux arrêts (plusieurs secondes) et à atteindre pleine puissance en un temps très court (1 seconde).

- + Cellule d'électrolyse à oxyde solide (SOEC) :  
Technologie en émergence au niveau R&D avec quelques démonstrateurs, les SOEC sont basés sur l'utilisation des propriétés conductrices de céramiques et fonctionnent à des températures élevées (700-1000°C) ce qui leur confère une flexibilité d'exploitation faible. Toutefois, cette technologie présente le meilleur rendement énergétique, de l'ordre de 40 kWh/kg H<sub>2</sub>.

## III- Le coût de production de l'hydrogène

### 3-1. Par vaporeformage

En 2021, le coût de production par reformage était de 1 à 2,5 €/kg, et de 1,5 à 3,5 €/kg dans le cas marginal du captage et de la séquestration du CO<sub>2</sub>.

Le gaz naturel représentant la part majeure du coût de l'hydrogène reformé, le reformage est exposé aux aléas de la variation des prix du gaz sur les marchés. La crise ukrainienne a restreint l'approvisionnement européen et fait flamber les prix, jusqu'à 7,8 €/kg pour un prix du gaz de 13€/MWh en juin 2022. Au cours actuel de 3 €/MWh, le coût de l'hydrogène en France par reformage est d'environ 2,5 €/kg (3,5€/kg avec CCS).

### 3-2. Par électrolyse

En raison du plan gouvernemental de production d'hydrogène par électrolyse, une analyse approfondie des coûts a été réalisée. La méthode de calcul utilisée est le coût complet ou encore LCOH, référence internationale pour les comparaisons de prix de l'hydrogène.

Cette méthode repose sur le principe d'actualisation établissant la valeur future des dépenses et des productions à leur valeur actuelle, la valeur d'un bien aujourd'hui étant supérieure à celle d'un bien futur.

<sup>1</sup> IFP Energies Nouvelles

Toutes les sources des données utilisées dans les calculs des coûts de production sont visibles dans l'onglet sources du fichier Excel suivant : [Fichier Excel des calculs coûts de production](#)

## Principales variables influençant le coût de production

Les principales variables du coût de production de l'hydrogène par électrolyse sont les suivantes: Dépenses d'investissement (CAPEX), dépenses d'exploitation et de maintenance (OPEX), coût de l'électricité, efficacité de la pile<sup>2</sup>, facteur de charge ou heures utiles annuelles, durée de vie.

### CAPEX

Les CAPEX comprennent l'achat d'électrolyseurs, de systèmes d'alimentation électrique, d'installations de traitement de l'eau, d'unités de compression et de réservoirs de stockage de petite taille (100-1000kg d'H<sub>2</sub> en fonction de la taille de l'installation). Variables selon la technologie d'électrolyse, la capacité de l'usine et son emplacement.

### OPEX

Les OPEX comprennent les dépenses liées à la main-d'œuvre, à l'entretien périodique et aux consommables (hors électricité), mais ne comprennent pas le remplacement des piles. Variables selon la technologie, la taille de l'installation et les pratiques de maintenance.

### Coût de l'électricité

Le principal intrant de l'électrolyse est l'électricité, qui constitue jusqu'à 85% du coût de production. Le coût de l'électricité dépend du mix électrique du pays et des conditions du marché de l'électricité auquel il se rattache. Il a également, à ce titre, une influence significative sur les émissions du cycle de vie de l'hydrogène produit.

### Efficacité

L'efficacité de l'électrolyseur influe sur la quantité d'électricité nécessaire pour produire une quantité donnée d'hydrogène (généralement 1kg). Une efficacité plus élevée se traduit par une consommation d'électricité plus faible et des coûts de production réduits. Les électrolyseurs alcalins modernes tendent à avoir des rendements plus élevés que les électrolyseurs PEM traditionnels, mais leurs coûts d'investissement initiaux peuvent être plus élevés.

Quant à l'efficacité des électrolyseurs SOEC, bien que supérieure à celle des deux autres technologies, elle n'est pas le facteur déterminant de son coût élevé de production, qui résulte avant tout d'une durée de vie de la pile trop courte.

### Facteurs de charge et heures utiles annuelles

Le facteur de charge de l'usine d'électrolyse se révèle être un élément crucial qui exerce une influence déterminante sur le coût de la production d'hydrogène. En augmentant le facteur de charge jusqu'à un certain seuil, une meilleure exploitation des ressources et des investissements devient possible. Cette approche permet d'amortir les coûts fixes, incluant l'investissement initial dans les électrolyseurs et les infrastructures connexes, sur un volume accru de production

d'hydrogène. Par conséquent, cette pratique conduit à une réduction des coûts par unité d'hydrogène produite (€/kg H<sub>2</sub>).

A ce stade de l'analyse, on peut observer qu'un taux d'utilisation élevé de la capacité installée requiert une production régulière et sans à-coups, associée (en amont) à une capacité de fourniture d'électricité stable et (en aval) à une demande stable et constante d'hydrogène.

Les heures utiles annuelles : ce nombre appelé Q, est obtenu en multipliant la puissance installée par le nombre total d'heures par an et par le facteur de charge f. Pour 1 MW installé,  $Q=24*365,25*f$

### Durée de vie

La durabilité des électrolyseurs est un aspect critique du coût de production par électrolyse. Les électrolyseurs subissent en effet des contraintes et une usure au cours de leur fonctionnement, ce qui entraîne une dégradation au fil du temps.

Ce facteur doit prendre en compte la durée de vie de la pile elle-même et la durée de vie de l'installation.

1. La durée de vie opérationnelle de la pile de l'électrolyseur. La pile de l'électrolyseur est le composant central responsable de la réaction électrochimique. Les piles sont généralement constituées de plusieurs cellules individuelles, dont la longévité est influencée par les matériaux utilisés, les conditions d'exploitation et les pratiques d'entretien. Pour des raisons de simplification il a été retenu un taux constant de dégradation de la pile, étant rappelé que l'utilisation d'électricités intermittentes a un impact négatif sur la durée de vie de la pile.
2. La durée de vie de l'installation. Il doit ici être pris en compte les composants auxiliaires, les systèmes d'équilibre de l'usine et l'ensemble des infrastructures y compris le traitement des eaux.

Les pratiques de maintenance et les remplacements plus ou moins fréquents des piles, peuvent augmenter considérablement les coûts, comme on le verra plus loin. Le choix de technologies d'électrolyse durables et robustes peut permettre d'allonger la durée de vie des équipements et de réduire les dépenses de maintenance. Des progrès en R&D devraient, à terme, contribuer à améliorer la durabilité des électrolyseurs, à réduire la fréquence des remplacements, diminuant ainsi le coût de production de l'hydrogène.

### Formule de calcul du LCOH

Pour une durée de vie utile de l'électrolyseur de "T" années, chaque année (année t), les coûts en euros (€) et la production en MWh subissent ainsi un ajustement en fonction du coefficient d'actualisation  $\frac{1}{(1+r)^t}$ , où "r" représente le taux d'actualisation.

<sup>2</sup> Pile : dispositif d'un électrolyseur composé de plusieurs cellules électrolytiques connectées en série, chacune contenant des électrodes et un électrolyte

La formule utilisée est la suivante :

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(A_t + B_t)}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{(C_t + D_t + E_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

$A_t$  = dépenses liées à l'électricité durant l'année  $t$

$B_t$  = dépenses fixes d'exploitation durant l'année  $t$

$C_t$  = dépenses d'investissement durant l'année  $t$

$D_t$  = dépenses liées au changement du stack durant l'année  $t$

$E_t$  = dépenses liées aux intérêts intercalaires durant l'année  $t$

$Q_t$  = la production de l'année  $t$  (heures utiles)

$r$  = taux d'actualisation

$T$  = durée de vie de l'électrolyseur

D'autres hypothèses ont été émises concernant le fonctionnement global des électrolyseurs et, par conséquent, l'équation ci-dessus a été simplifiée. Tous les détails supplémentaires peuvent être consultés dans l'une des Annexes.

## Modes de production

Quatre "modes" de production ont été repérés, décrits ci-dessous:

1. **Mode 1** (Hydrogène couplé au réseau pour consommer un surplus d'électricité):

Le processus d'électrolyse fonctionne lorsqu'il y a un excédent d'électricité renouvelable disponible, ce qui correspond généralement à des prix faibles de l'électricité à pas horaire. Dans ce mode, la production d'hydrogène est influencée par les conditions météorologiques et par la disponibilité des infrastructures de production d'électricité, ce qui la rend intermittente avec un fonctionnement de l'électrolyse de l'ordre de 700 à 800 heures/ an. Il a ici été retenu un coût de l'électricité utilisée de 20 €/MWh, car ce mode correspond à une inadéquation entre la production et la consommation, une surproduction menant à des prix inférieurs aux prix habituels du marché.

2. **Mode 2** (Hydrogène couplé au réseau hors périodes de tension sur le réseau):

Le processus d'électrolyse fonctionne en continu, sauf pendant les périodes de forte sollicitation du système électrique, qui sont généralement des jours de pointe auxquels sont par conséquent associés des prix élevés de l'électricité.

Pour assurer un fonctionnement continu des installations, il peut être nécessaire d'utiliser des contrats d'achat de long terme (PPA) pour la production d'électricité renouvelable.

Dans ce mode, la production d'hydrogène est généralement stable, avec des interruptions occasionnelles certains jours, principalement en hiver lorsque la demande de chauffage et d'éclairage est plus importante. En moyenne, le processus d'électrolyse peut fonctionner pendant environ 7000 à 8000 heures/ an.

Il a ici été retenu un coût de l'électricité utilisée de 50 €/ MWh, niveau de prix proche de celui en vigueur au titre de l'ARENH3 en France.

3. **Mode 3** (hydrogène intermittent sans recours au réseau):

Le processus d'électrolyse a lieu dans une unité contiguë à une installation de production d'électricité renouvelable.

Pour garantir une utilisation optimale, la taille de l'électrolyseur correspond à une capacité d'appel d'électricité inférieure à la capacité de production d'électricité renouvelable installée, dont l'objectif principal est de fournir de l'électricité à l'électrolyseur.

Lorsque l'électrolyseur est couplé avec une source photovoltaïque, la production d'hydrogène se fait pendant la journée, variant en fonction de l'ensoleillement, avec une production plus importante en été qu'en hiver. Il a ici été retenu un fonctionnement pendant 3 500 heures/ an.

Il a ici été retenu un coût de l'électricité utilisée de respectivement de 81 €/MWh pour le solaire photovoltaïque (> 1MW au sol) et de 103 €/MWh pour l'éolien offshore. Ces prix ont été retenus parce qu'ils englobent le LCOE provenant de ces sources, hors coûts de raccordement par cohérence avec le couplage décrit ci-dessus. Une marge de 10% a été incluse dans ce prix, prévu pour le cas de figure classique où l'opérateur crée une filiale dédiée H<sub>2</sub> afin de contourner ses risques.

4. **Mode 4** (Hydrogène intermittent renforcé par le réseau):

Dans ce mode, l'électrolyseur est directement connecté à une centrale électrique renouvelable, ce qui signifie qu'il dépend principalement de la centrale électrique renouvelable pour l'électricité.

Lorsque la centrale d'énergie renouvelable ne peut pas produire d'électricité en raison de facteurs tels que la faible vitesse du vent ou un ensoleillement limité, l'électricité du réseau est sollicitée pour compenser le déficit de production d'électricité, permettant ainsi d'assurer un fonctionnement ininterrompu de l'électrolyseur, de maintenir un facteur de charge élevé d'environ 80-90 % et un niveau de production d'hydrogène régulier.

Il a ici été retenu un coût de l'électricité utilisée de 71 €/MWh pour ce mode, car il s'agit d'une combinaison (40% / 60%) d'énergie éolienne offshore à un prix de 94 €/MWh (y compris marge 10%) et d'électricité provenant du réseau français à un prix moyen de 50 €/MWh.

## IV- Résultats

Les résultats sont présentés en trois parties distinctes : LCOH par source d'électricité, LCOH par mode de production, et des analyses de sensibilité.

Afin d'alléger la présente étude, le choix a été fait de ne pas présenter des calculs de variabilité, laissant au lecteur - en tant que de besoin et sous sa propre responsabilité - le soin de paramétrer à son gré, grâce au lien [Fichier Excel des calculs coûts de production](#).

### 4-1. LCOH par source d'électricité

Cinq sources d'électricité ont été analysées : nouveau nucléaire après effet de série, grande hydroélectricité, énergie éolienne terrestre, énergie éolienne en mer et centrales solaires photovoltaïques (> 1MW).

La décomposition des coûts de production complets de l'électricité effectuée par le Céréme 4 est à la base des coûts de production d'électricité ici retenus.

Les calculs ont ici été effectués pour un électrolyseur alcalin, sur la base d'une efficacité énergétique de 47 kWh/kg d'hydrogène, d'une durée de vie de 20 ans, d'un taux d'actualisation de 5 % et d'un taux d'intérêt de 4 %. Des calculs de même nature peuvent être effectués pour les électrolyseurs PEM et SOEC avec leurs caractéristiques propres, notamment sur le critère de l'efficacité énergétique.

L'intensité moyenne des émissions par kilogramme d'hydrogène a également été calculée pour chaque source d'électricité.

#### Nouveau nucléaire après effet de série (réacteurs EPR 2)

Les coûts suivants ont été retenus :

1. Coût de l'électricité: 63,9 €/MWh
2. CAPEX: 750 000€/MW, niveau retenu dans de nombreuses analyses scientifiques et technico-économiques (voir Bibliographie)
3. OPEX: 2 % des dépenses d'investissement par an, soit 15 000 €/MW par an.
4. Facteur de charge: 90 %, en raison de la nécessité de la maintenance et du chargement et du déchargement du combustible. Par conséquent, pendant la durée de vie de 20 ans de l'électrolyseur avec un facteur de charge aussi élevé, il sera nécessaire de remplacer la pile au moins une fois, ce qui représente un coût supplémentaire de 450 000€/MW.

	Electricité utilisée	Unité	Nucléaire nouveau après effet de série
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	90%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	heures/an	7889
	Intensité d'émissions par type d'électricité	gCO2-eq/kWh	3,7
	Rendement	kWh/kg	47
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	63,9
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	15 000
C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000	
D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/MW	450 000	
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000	
LCOH	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	3,003
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,089
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,359
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,430
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,014
	<b>LCOH (A+B+C+D+E)</b>	<b>€/kg</b>	<b>3,90</b>
Intensité d'émissions	Intensité d'émissions pendant le processus de production d'hydrogène	gCO2-eq/kg	174

Figure 2: LCOH et hypothèses retenues pour le nouveau nucléaire

Comme l'indique la décomposition des coûts décrite dans le tableau ci-dessus, l'électricité constitue la plus grande partie des dépenses.

Néanmoins, les dépenses en capital (capex) et les composantes de coûts supplémentaires conservent une valeur significative. Les coûts de production (hors transport et stockage) se rapprochent ainsi de ceux du vaporeformage avec CCS (3,50€/kg) compte tenu de circonstances favorables telles que des coûts de l'électricité faible et un facteur de charge élevé.

#### Grande hydroélectricité

La grande hydroélectricité retenue ici concerne les centrales de lac, qui contrairement aux centrales au fil de l'eau sont pilotables en quelques minutes, ce qui permet des ajustements rapides pour répondre aux variations de la demande d'électricité.

	Electricité utilisée	Unité	Grande hydroélectricité
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	25%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	heures/an	2192
	Intensité d'émissions par type d'électricité	gCO2-eq/kWh	6
	Rendement	kWh/kg	47
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	121
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	16 000
C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000	
D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/MW	0	
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000	
LCOH	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	5,703
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,343
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	1,291
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,000
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,052
	<b>LCOH (A+B+C+D+E)</b>	<b>€/kg</b>	<b>7,39</b>
Intensité d'émissions	Intensité d'émissions pendant le processus de production d'hydrogène	gCO2-eq/kg	282

Figure 3: LCOH et hypothèses retenues pour la grande hydroélectricité

Les coûts de production (hors transport et stockage) sont nettement plus élevés que ceux associés au reformage à la vapeur. Et ce, même si l'on tient compte de circonstances favorables telles que de faibles dépenses en électricité et un facteur de charge élevé.

## Eolien onshore

Les hypothèses retenues sont conformes à celles utilisées dans le rapport intitulé « *Scénarios alternatifs à l'Avenir énergétique 2050* » de RTE, avec un facteur de charge de 25% et une durée de vie de 25 ans (approximations des données disponibles en 2023).

En raison du faible facteur de charge (25%), aucune pile supplémentaire n'est nécessaire pendant toute la durée de vie de l'électrolyseur.

Notre hypothèse ici, pour simplifier le calcul, est que le facteur de charge indique la durée pendant laquelle la centrale d'énergie renouvelable fonctionne à la puissance nominale. Or, en raison de l'intermittence de la source d'énergie, nous savons que ce n'est pas le cas. Il s'agit en effet d'une limitation de cette étude et une étude dédiée est donc nécessaire pour évaluer l'effet de la puissance variable sur la production d'hydrogène.

Électricité utilisée		Unité	Eolien onshore
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	25%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	heures/an	2192
	Intensité d'émissions par type d'électricité	gCO2 eq/kWh	14
	Rendement	kWh/kg	47
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	78
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh/an	15 000
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/MW	0
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
LCOH	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	3,686
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,322
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	1,291
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,000
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,052
LCOH (A+B+C+D+E)		€/kg	5,35
Intensité d'émissions	Intensité d'émissions pendant le processus de production d'hydrogène	gCO2-eq/kg	658

Figure 4: LCOH et hypothèses retenues pour l'éolien onshore

Comme le montre la figure ci-dessus, les coûts de production sont nettement supérieurs à ceux du nouveau nucléaire. Cet écart peut être attribué à deux facteurs principaux : les coûts d'électricité plus élevés et la capacité à amortir efficacement les dépenses d'investissement due à un faible facteur de charge.

## Eolien offshore

Ici, seuls les LCOH d'électrolyseurs utilisant une électricité éolienne offshore « posé » ont été calculés, en raison d'un LCOE plus compétitif que celui des parcs éoliens offshore « flottant ».

Électricité utilisée		Unité	Eolien offshore
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	40%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	heures/an	3506
	Intensité d'émissions par type d'électricité	gCO2 eq/kWh	15
	Rendement	kWh/kg	47
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	94
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh/an	15 000
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/MW	0
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
LCOH	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	4,420
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,201
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,807
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,000
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,032
LCOH (A+B+C+D+E)		€/kg	5,46
Intensité d'émissions	Intensité d'émissions pendant le processus de production d'hydrogène	gCO2-eq/kg	705

Figure 5: LCOH et hypothèses retenues pour l'éolien offshore

Cette fois encore, en raison du faible facteur de charge, il n'est pas nécessaire de changer la pile pendant toute la durée de vie, ce qui contribue à réduire le coût global, mais limite la quantité d'hydrogène produite.

On mesure à nouveau ici que le coût de l'électricité représente la majeure partie du coût de production. Si l'on compare avec l'énergie éolienne terrestre, on constate que les dépenses d'investissement sont mieux amorties sur la durée de vie en raison du facteur de charge plus élevé.

## Le photovoltaïque (PV)

Le PV peut être classé en trois catégories principales définies par l'ADEME et la CRE pour distinguer les types d'installations : le photovoltaïque au sol (de 500 kWp à 30 MWp), le photovoltaïque sur les bâtiments (de 100 kWp à 8 MWp) et les systèmes d'ombrage (de 100 kWp à 10 MWp), et le photovoltaïque résidentiel (jusqu'à 9 kWp). Ici seul le grand photovoltaïque au sol (> 1MW) a été analysé.

Électricité utilisée		Unité	Solaire PV (>1MW)
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	14%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	heures/an	1227
	Intensité d'émissions par type d'électricité	gCO2-eq/kWh	35
	Rendement	kWh/kg	47
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	74
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh/an	16 000
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/MW	0
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
LCOH	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	3,469
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,613
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	2,305
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,000
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,092
LCOH (A+B+C+D+E)		€/kg	6,48
Intensité d'émissions	Intensité d'émissions pendant le processus de production d'hydrogène	gCO2-eq/kg	1645

Figure 6: LCOH et hypothèses retenues pour le photovoltaïque au sol (>1MW)

Une fois de plus, l'électricité représente la majeure partie du coût de production. En raison du faible facteur de charge (14 %), les dépenses d'investissement ne peuvent être que partiellement amorties. L'intensité des émissions de l'hydrogène produit à partir de l'énergie photovoltaïque se rapproche également de celle du vaporeformage associé à des solutions de capture et de stockage du carbone.

Cette analyse montre clairement que le coût global de production de l'hydrogène par l'électrolyse est plus élevé que celui du reformage à la vapeur (2,5€/kg). Cela est principalement dû au coût de l'électricité et à l'efficacité des électrolyseurs actuels. La relation entre le facteur de charge et la charge à amortir les dépenses en capital est également un facteur important à prendre en compte. Cependant, il faut également tenir compte du coût des piles nécessaires pendant la durée de vie de l'installation lors du calcul du coût de production.

## Comparaison des émissions pour différentes sources d'énergies

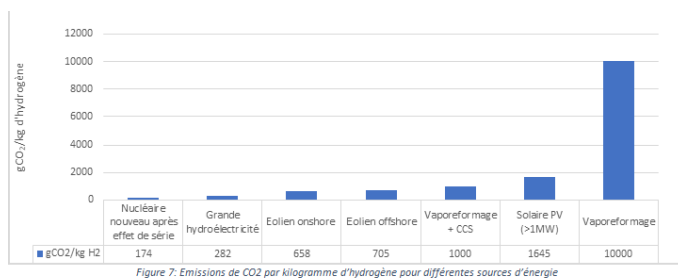


Figure 7 : Emissions de CO<sub>2</sub> par kilogramme d'hydrogène pour différentes sources d'énergie

Le diagramme ci-dessous présente les différentes émissions provenant des sources d'électricité mentionnées ci-dessus pour un kilogramme d'hydrogène.

Les principaux enseignements de cette comparaison mettent en évidence les avantages substantiels en termes de « émissions évitées » de la production d'hydrogène par électrolyse à partir de l'énergie nucléaire. Il convient de noter que la production d'hydrogène par électrolyse à l'aide de centrales photovoltaïques pourrait potentiellement entraîner des émissions plus élevées que le reformage à la vapeur avec captage et stockage du carbone (CCS), en supposant que le dispositif de CCS capte 90 % des émissions.

## 4-2. LCOH par mode de production

Cette section présente les coûts de production résultant des différents modes décrits ci-dessus. Cette analyse a été réalisée pour les trois types de technologie d'électrolyse, mais seule la technologie alcaline est ici présentée car elle est la plus compétitive en termes de coûts.

### Mode 1

Les chiffrages correspondant à ce mode de production, moyen de stockage sous forme hydrogène des électricités intermittentes excédentaires, dépendent des caractéristiques du mix électrique d'un pays ainsi que de sa stratégie d'importation/exportation d'électricité.

Ainsi la France ayant un mix électrique très pilotable, le facteur de charge d'un électrolyseur associé à ce mode est actuellement faible (10 %).

Cependant, en raison de la croissance constatée des énergies renouvelables dans le mix électrique, il s'agit d'un mode qui sera potentiellement un peu plus utilisé à l'avenir, sous la réserve que ses coûts soient acceptables.

Electrolyseur		Unité	Alcalin
Hypothèses	Mode de production*		1
	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	10%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	h/an	877
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	47,41
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	20,00
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
LCOH	D - OPEX NOMBRE DE PILES ADDITIONNELLES BESOIN	Nombre de piles	0,00
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	0,95
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,81
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	3,26
D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,00	
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,13	
LCOH (A+B+C+D+E)		€/kg	5,14

Figure 8: LCOH et hypothèses retenues pour le mode 1 de production

Les dépenses d'investissement ne sont pas amorties et représentent la majeure partie du coût, malgré une électricité bon marché (20 €/MWh).

Ce mode ne permet pas d'optimiser la taille de l'électrolyseur en raison du nombre limité de périodes de surproduction en France.

Enfin, ce mode serait également en concurrence avec toutes les autres utilisations de cette électricité excédentaire à bas prix.

### Mode 2

Electrolyseur		Unité	Alcalin
Hypothèses	Mode de production*		2
	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	90%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	h/an	7889
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	48,63
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	50,00
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
LCOH	D - OPEX NOMBRE DE PILES ADDITIONNELLES BESOIN	Nombre de piles	2,00
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	2,43
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,09
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,37
D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,22	
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,01	
LCOH (A+B+C+D+E)		€/kg	3,13

Figure 9: LCOH et hypothèses retenues pour le mode 2 de production

Le graphique ci-dessus montre que la majeure partie du coût provient du coût de l'électricité. Les dépenses d'investissement sont amorties presque entièrement et même si deux piles supplémentaires sont nécessaires, elles sont toutes deux amorties tout au long de la durée de vie.

Ce coût est proche de celui du vaporeformage et il n'y a pas de limites à l'augmentation de la production, ce qui indique qu'il pourrait s'agir d'une option viable à l'avenir. Cela dépend bien sûr de la charge de la France à maintenir un faible prix moyen de l'électricité (50 €/MWh).

## Mode 3

	Electrolyseur	Unité	Alcalin
Hypothèses	Mode de production*		3 (éolien offshore) 3 (Solaire >1MW)
	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	40%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	h/an	3506
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	48,69
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	103,40
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%
LCOH	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
	D - OPEX NOMBRE DE PILES ADDITIONNELLES BESOIN	Nombre de piles	0,00
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	5,03
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,21
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,84
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,00
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,03	
	<b>LCOH (A+B+C+D+E)</b>	<b>€/kg</b>	<b>6,11</b>
			<b>6,88</b>

Figure 10: LCOH et hypothèses retenues pour le mode 3 de production

Ce mode de production est similaire à l'analyse du coût de production par source d'électricité, sur la base de deux exemples car de nombreux projets apparaissent tant en éolien offshore qu'en solaire.

Le coût de l'électricité est la principale variable du coût global, mais en raison du facteur de charge limité, le CAPEX ne peut pas être amorti sur une durée de vie de 20 ans, en particulier pour le projet solaire PV. Par conséquent, en raison du faible facteur de charge, il n'est pas nécessaire d'installer de piles supplémentaires. Le coût global apparaît élevé.

## Mode 4

	Electrolyseur	Unité	Alcalin
Hypothèses	Mode de production*		4
	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	90%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	Q	h/an	7889
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	48,63
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	71,36
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%
LCOH	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000
	D - OPEX NOMBRE DE PILES ADDITIONNELLES BESOIN	Nombre de piles	2,00
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	3,47
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,09
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,37
	D - OPEX COUTS DES PILES ADDITIONNELLES	€/kg	0,22
E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,01	
	<b>LCOH (A+B+C+D+E)</b>	<b>€/kg</b>	<b>4,17</b>

Figure 11 : LCOH et hypothèses retenues pour le mode 4 de production

Ce mode permet d'amortir les dépenses d'investissement en raison du facteur de charge élevé, mais cette fois encore et en raison du coût élevé de l'électricité, le coût global est élevé par rapport au reformage à la vapeur.

Comme pour le mode 2, le coût de l'électricité est un facteur favorable lié à un mix électrique français à base nucléaire compétitive, étant rappelé que ce niveau de coût est étroitement lié à la maintenance et

à la prolongation du parc existant. Ce mode semble favorable à l'industrie, compte tenu de son niveau de coût. Cependant, l'intensité des émissions de la partie réseau de l'électricité utilisée pour produire cet hydrogène est un paramètre-clé qui doit être surveillé de près afin d'atteindre réellement les objectifs de décarbonation de ce secteur.

## Comparaison des coûts des différents modes

La figure ci-dessous montre les différentes méthodes de production et les coûts des électrolyseurs alcalins. La même répartition pour les PEM et les SOEC est présentée en Annexe.

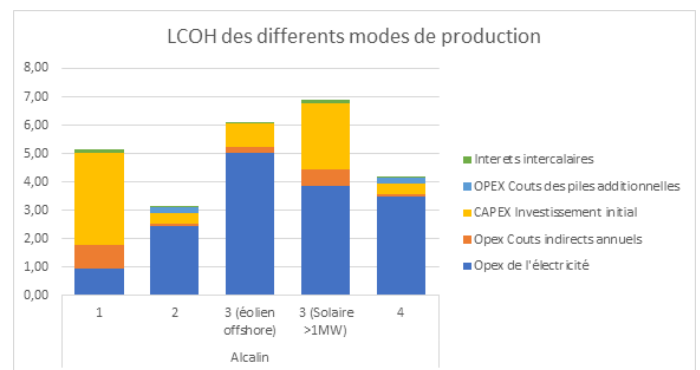


Figure 12: LCOH des différents modes de production avec la décomposition du coût pour électrolyseurs alcalin

Globalement, on voit quels sont les facteurs qui jouent un rôle clé dans la détermination du coût de production par mode et ceux qui n'en jouent pas ou peu.

Une analyse de sensibilité a cependant été réalisée afin de mieux comprendre la relation entre ces variables clés et le coût de production.



### 4-3. Analyse de sensibilité

#### Taille, technologie d'électrolyseur, LCOE, et facteur de charge

##### Alcalin

	Facteur de charge (%)	Alcalin							
		LCOE (€/MWh)							
		5	10	20	30	40	50	70	90
Grande taille (100MW)	20	9,17	5,14	3,14	2,48	2,15	1,96	1,85	1,69
	30	9,64	5,62	3,62	2,96	2,64	2,45	2,34	2,18
	40	10,12	6,09	4,10	3,44	3,13	2,94	2,83	2,67
	50	10,59	6,57	4,57	3,93	3,61	3,43	3,32	3,16
	60	11,06	7,04	5,05	4,41	4,10	3,92	3,81	3,65
	70	11,53	7,52	5,53	4,89	4,59	4,42	4,29	4,14
	80	12,00	7,99	6,01	5,37	5,07	4,91	4,78	4,63
	90	12,48	8,46	6,49	5,86	5,56	5,40	5,27	5,12
	100	12,95	8,94	6,97	6,34	6,05	5,89	5,76	5,61
	Moyenne taille (10MW)	20	9,17	5,14	3,14	2,48	2,15	2,14	1,84
30		9,64	5,62	3,62	2,96	2,64	2,62	2,32	2,28
40		10,12	6,09	4,10	3,44	3,13	3,11	2,81	2,76
50		10,59	6,57	4,57	3,93	3,61	3,59	3,29	3,25
60		11,06	7,04	5,05	4,41	4,10	4,08	3,78	3,74
70		11,53	7,52	5,53	4,89	4,59	4,57	4,26	4,22
80		12,00	7,99	6,01	5,37	5,07	5,05	4,75	4,71
90		12,48	8,46	6,49	5,86	5,56	5,54	5,23	5,20
100		12,95	8,94	6,97	6,34	6,05	6,02	5,72	5,68
Petite taille (1MW)		20	10,34	5,80	3,54	2,79	2,43	2,41	2,07
	30	10,87	6,34	4,08	3,34	2,98	2,96	2,62	2,57
	40	11,41	6,87	4,62	3,88	3,52	3,51	3,17	3,12
	50	11,94	7,41	5,16	4,43	4,07	4,05	3,71	3,67
	60	12,47	7,94	5,70	4,97	4,62	4,60	4,26	4,21
	70	13,00	8,48	6,24	5,51	5,17	5,15	4,81	4,76
	80	13,54	9,01	6,78	6,06	5,72	5,70	5,36	5,31
	90	14,07	9,54	7,32	6,60	6,27	6,24	5,90	5,86
	100	14,60	10,08	7,86	7,15	6,82	6,79	6,45	6,41

Figure 13: Analyse de sensibilité des électrolyseurs alcalins

Les cellules encadrées en rouge dans la figure ci-dessus représentent le coût potentiel de l'hydrogène par électrolyse alcalin pour des applications industrielles de grande taille, de l'ordre de 100 MW pour un niveau de production d'environ 50 tonnes de H<sub>2</sub> par jour. Ces cellules représentent étroitement le deuxième mode décrit dans les sections précédentes.

Il apparaît ici que l'électrolyse pourrait remplacer le procédé reformage associé à un captage de carbone (SMR+CCS), à condition que des contrats d'achat d'électricité compétitifs soient disponibles dans les mêmes zones de réseau que celles où se trouvent les installations d'électrolyse.

Ce scénario, que l'on retrouve notamment dans le mode 2, permettrait une alimentation électrique décarbonée crédible. Dans ce cas, les électrolyseurs pourraient atteindre un facteur de charge de 90 % en utilisant efficacement l'électricité décarbonée du réseau.

Les niveaux de pureté de l'hydrogène traditionnellement requis pour les processus industriels (99,95%) peuvent être atteints grâce à l'électrolyse alcalin mature pour une échelle industrielle (100 MW+).

Dans l'hypothèse de conditions économiques stables d'ici à 2030, les options d'approvisionnement en électricités intermittentes telles que le photovoltaïque et l'éolien se traduiraient par un LCOH nettement plus élevé que celui de la technologie SMR+CCS. Par conséquent, le vaporeformage avec CCS devrait rester la méthode de production la plus compétitive pour les applications industrielles, sous la réserve que la variante «avec CCS» soit effective.

En ce qui concerne les émissions de CO<sub>2</sub>, le CCS devrait permettre d'atteindre des taux de captage allant jusqu'à 90% pour les centrales SMR, ce qui se traduirait par des émissions d'environ 1 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>, comparables aux émissions réalisables avec l'électricité éolienne (15 à 20 g de CO<sub>2</sub>/kWh sur le cycle de vie des actifs x 47

kWh/kg de H<sub>2</sub>) et inférieures aux solutions photovoltaïques (40 à 50 g de CO<sub>2</sub>/kWh).

##### PEM

	Facteur de charge (%)	PEM							
		LCOE (€/MWh)							
		5	10	20	30	40	50	70	90
Grande taille (100MW)	20	10,18	5,71	3,49	2,76	2,41	2,39	2,04	1,99
	30	10,67	6,20	3,99	3,28	2,94	2,91	2,56	2,52
	40	11,17	6,70	4,50	3,79	3,46	3,44	3,09	3,04
	50	11,66	7,20	5,01	4,31	3,99	3,96	3,61	3,57
	60	12,16	7,70	5,52	4,83	4,51	4,48	4,13	4,09
	70	12,65	8,20	6,02	5,34	5,04	5,01	4,65	4,62
	80	13,14	8,70	6,53	5,86	5,57	5,53	5,17	5,14
	90	13,64	9,20	7,04	6,38	6,09	6,05	5,69	5,67
	100	14,13	9,70	7,55	6,89	6,62	6,58	6,22	6,19
	Moyenne taille (10MW)	20	10,18	5,71	3,49	2,76	2,41	2,38	2,04
30		10,67	6,20	3,99	3,28	2,94	2,91	2,56	2,47
40		11,17	6,70	4,50	3,79	3,46	3,43	3,07	2,99
50		11,66	7,20	5,01	4,31	4,02	3,98	3,74	3,50
60		12,16	7,70	5,52	4,83	4,72	4,40	4,25	4,02
70		12,65	8,20	6,02	5,34	5,23	4,91	4,77	4,53
80		13,14	8,70	6,53	5,86	5,75	5,43	5,28	5,05
90		13,64	9,20	7,04	6,38	6,27	5,94	5,80	5,56
100		14,13	9,70	7,55	6,89	6,78	6,45	6,32	6,08
Petite taille (1MW)		20	12,46	6,99	4,27	3,38	3,24	2,87	2,68
	30	13,07	7,60	4,89	4,01	3,88	3,50	3,31	3,03
	40	13,67	8,21	5,51	4,65	4,51	4,13	3,94	3,66
	50	14,28	8,82	6,13	5,28	5,14	4,76	4,57	4,29
	60	14,88	9,43	6,75	5,91	5,77	5,39	5,21	4,92
	70	15,49	10,04	7,38	6,54	6,41	6,01	5,84	5,35
	80	16,09	10,65	8,00	7,18	7,04	6,64	6,47	6,18
	90	16,70	11,26	8,62	7,81	7,67	7,27	7,10	6,81
	100	17,30	11,87	9,24	8,44	8,30	7,90	7,74	7,44

Figure 14: Analyse de sensibilité des électrolyseurs PEM

Les cellules encadrées au milieu représentent les coûts potentiels pour un centre de mobilité "semi-centralisé" qui nécessite généralement environ 4 tonnes de H<sub>2</sub> par jour pour desservir simultanément plusieurs flottes de proximité publiques telles que des camions FCEV5, les bus municipaux, les camions à ordures et les trains FCEV. Le centre peut être alimenté par des électrolyseurs de 10 MW à 40 MW, en fonction des facteurs de charge.

La pureté de l'hydrogène requise par les FCEV doit être conforme à la norme ISO 14687-2 (99,97%), ce que permettent les électrolyseurs PEM, qui offrent une grande souplesse grâce à des capacités de démarrage et de montée/descente en puissance rapides.

Dans l'hypothèse de conditions économiques stables d'ici à 2030, la plupart des modèles d'approvisionnement en électricité pourraient être compétitifs par rapport au système SMR+CCS, à condition d'avoir accès à une source d'électricité appropriée.

Ainsi, les centres "semi-centralisés" constituent un modèle potentiellement compétitif pour accueillir la production d'hydrogène, à condition de combiner des sources d'électricité attractives ou des options de réseau à bas prix et à faibles émissions de CO<sub>2</sub> avec une consommation locale d'H<sub>2</sub> suffisante. Des études de localisation minutieuses ainsi que la coordination et le financement des différents acteurs locaux du secteur public seront essentiels pour accélérer l'émergence de ces projets.

Les cellules encadrées dans le coin en bas à droite modélisent le coût de la production "distribuée" d'H<sub>2</sub> pour la mobilité, qui nécessite 400 à 500 kg par jour (1 MW) pour alimenter une petite flotte de camions (~15 véhicules) sachant qu'en France, les installations à petite échelle jusqu'à 1 tonne de stockage d'H<sub>2</sub> nécessitent une déclaration préfectorale, tandis qu'une autorisation ICPE6 est nécessaire pour les quantités supérieures à 1 tonne. Les électrolyseurs seront alors connectés au réseau avec un facteur de charge de plus de 90%, ce qui correspondrait au mode 2 ou 4.

Les électrolyseurs PEM sont privilégiés pour leur grande pureté et leur conception peu encombrante.

Plusieurs facteurs plaident en faveur de l'électrolyse diffuse pour des usages de la mobilité, notamment la facilité avec laquelle elle peut être mise en place pour des initiatives de mobilité verte au niveau local sans investissements complexes. La logistique de l'hydrogène pourrait cependant se compliquer avec l'adoption croissante des véhicules FCEV, en particulier dans les zones éloignées des capacités marchandes SMR+CCS dans le nord-ouest de l'Europe.

Malgré les améliorations attendues d'ici 2035, la production distribuée d'hydrogène demeurera plus coûteuse que le SMR+CCS (reformage du méthane à la vapeur avec captage et stockage du carbone).

Il conviendra de suivre l'évolution de ces coûts avec ceux des systèmes alternatifs y compris les véhicules 100% électriques.

## SOEC

L'analyse de sensibilité a également été réalisée pour les SOEC, mais en raison de leur faible maturité technique, cette section a été placée dans l'Annexe.

### Coût de l'électricité et facteur de charge

La figure ci-dessous illustre la relation entre le coût de l'électricité (LCOE) et le facteur de charge de l'électrolyseur.

Ce graphique montre que le LCOE joue un rôle essentiel dans la détermination des coûts lorsque le facteur de charge atteint un certain seuil. Notamment, à partir d'un facteur de charge de l'ordre de 50 %, les dépenses d'investissement peuvent être amorties efficacement.

Toutefois, au-delà de ce seuil, une asymptote apparaît en raison de la nécessité des piles supplémentaires, ce qui entraîne des coûts d'exploitation importants et dès lors réduit la baisse tendancielle des coûts.

En analysant le graphique, nous obtenons des informations précieuses sur l'impact du facteur de charge sur les coûts de production globaux et sur le rôle crucial du LCOE dans la gestion de ceux-ci. En outre, il souligne l'importance d'optimiser les facteurs de charge afin de trouver un équilibre entre une production efficace et la viabilité économique.

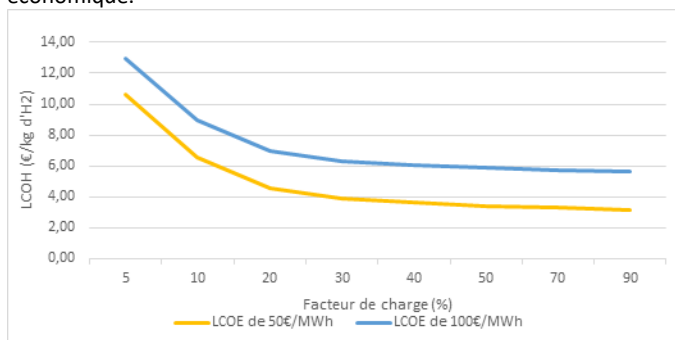


Figure 15: Relation entre le LCOE et le facteur de charge

Le graphique ci-dessus illustre une tendance claire : lorsque le facteur de charge approche 40-50%, le graphique se rapproche d'une asymptote. Cette tendance s'explique par le fait que les dépenses d'investissement peuvent être progressivement compensées par ce facteur de charge spécifique. Au-delà de ce point, le principal déterminant du coût de production est le coût de l'électricité utilisée, comme le montrent les deux coûts différents indiqués en jaune et en bleu.

## 4-4. Stockage de l'hydrogène

En fonction de la stratégie et des utilisations de l'hydrogène, il peut être indispensable de mettre en place des infrastructures telles que des solutions de stockage.

L'hydrogène étant particulièrement réactif à l'oxygène, son stockage en toute sécurité nécessite la mobilisation de moyens importants.

Aujourd'hui, toutes les solutions étudiées sont des solutions de stockage à long terme qui supposent que l'économie de l'hydrogène sera un élément essentiel de la transition énergétique. Trois méthodes de stockage de l'hydrogène sont à l'étude :

1. **Cavités salines** : L'hydrogène est déjà stocké dans des cavités salines depuis 1972 au Royaume-Uni. Plusieurs sites sont depuis en service: Clemens Dome, Texas (81GWh, ou 2430 tH<sub>2</sub>), Moss Bluff, Louisiane (123 GWh, ou 3 690 tH<sub>2</sub>), ou Spindletop, Texas (274GWh, ou 8220 tH<sub>2</sub>).

Toutefois, peu de sites sont adaptés et leur faible capacité de stockage est compensée par une exploitation souple à cycle rapide. Ainsi, HyPSTER (Storengy) expérimentera en France dès 2023 le stockage à grande échelle et à cycle rapide d'hydrogène produit avec de l'électricité renouvelable. Ce démonstrateur de 13 M€ subventionné par l'UE aura une capacité de 0,1GWh (3 tH<sub>2</sub>). Il n'est pas possible à ce stade d'évaluer la viabilité économique d'une exploitation industrielle.

2. **Champs pétrolières épuisés** : Ces réservoirs, utilisés pour le stockage du gaz, sont de grande capacité et plus nombreux que les cavités salines. Les facteurs de compressibilité et de diffusivité de l'hydrogène sont plus élevés que ceux du gaz, sa viscosité est plus faible et il est plus réactif.

La nature poreuse de ces sites limiterait le fonctionnement à quelques cycles par an et à une gestion des fluctuations saisonnières de l'approvisionnement en hydrogène. Il n'existe aucune exploitation de ce type à ce jour.

3. **Aquifères** : La géologie des aquifères est similaire à celle des gisements de pétrole épuisés, (roches sédimentaires poreuses). Les aquifères doivent être recouverts d'une roche couverture imperméable pour contenir le gaz injecté sous terre à haute pression.

Le stockage d'hydrogène pur n'a pas encore été testé. Le projet RINGS (Recherche sur l'injection de nouveaux gaz dans les installations de stockage) expérimente l'ajout d'hydrogène et de biométhane au flux de gaz naturel injecté dans des aquifères.

D'autres techniques de stockage en sont au stade de la recherche et développement. Ces pistes sont encore insuffisamment matures et ne permettent pas d'évaluer leur intérêt économique.

## 4-5. Transport de l'hydrogène

Les analyses ci-dessus concernent la seule étape de production de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Il faut cependant, pour avoir une juste idée des coûts de l'hydrogène, y ajouter la livraison, autrement dit les solutions de transport et de stockage appropriées aux usages attendus, variables selon la stratégie de mise en œuvre des électrolyseurs.

La méthode de transport est actuellement déterminée par la distance à parcourir en raison des propriétés physiques de l'hydrogène. La distance est divisée en trois tranches: distance <3000km, entre 3000 et 17000km, et >17000km.

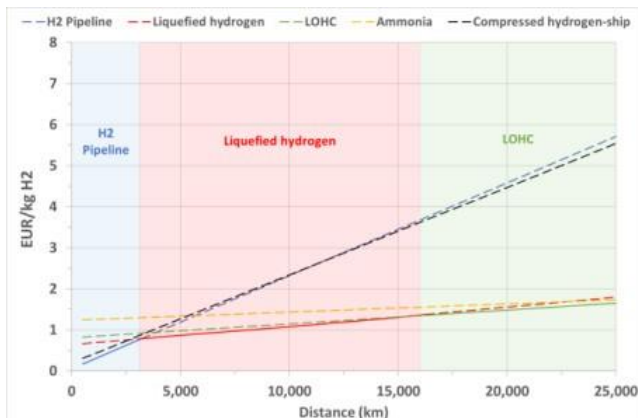


Figure 16: Coûts de livraison d'hydrogène pour un itinéraire de transport simple (point à point), pour un scénario de 1 Mt H2

### 1. Transport par gazoduc

Le transport de l'hydrogène est possible par gazoducs à une pression généralement comprise entre 150 et 200 bars (il y a 2 000 km de gazoduc d'hydrogène exploités en Europe à proximité de leurs grands utilisateurs).

La conversion des infrastructures de gaz naturel est envisagée et pourrait être moins onéreuse que la construction de nouveaux gazoducs dédiés. Elle restera difficile du fait que, contrairement au gaz, la production d'hydrogène est décentralisée et que les caractéristiques du produit impliquent un renforcement physico-chimique notable des structures.

L'hydrogène peut réduire la ductilité, la résistance à la rupture, fragiliser les tubes d'acier et générer des fissures à haut risque. En pratique, ceci implique un ajustement de la stratégie de compression (remplacement des compresseurs et inspection approfondie de l'intégrité des composants). S'ajoutent à ces difficultés techniques la nécessité logistique de laisser perdurer le transport du gaz pendant la phase de mutation et celle de rapprocher les industriels consommateurs de points de livraison existants.

Selon l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) le coût du transport de l'hydrogène est estimé à :

- 0,2€/kg H<sub>2</sub> pour les nouveaux gazoducs spécialisés d'un diamètre de 48 pouces et à 0,1 €/kg H<sub>2</sub> pour les gazoducs réutilisés,
- 0,3 €/kg H<sub>2</sub> et de 0,2 €/kg H<sub>2</sub> pour les gazoducs de 36 pouces.

L'AIE préconise enfin une solution consistant à injecter jusqu'à 10 % d'hydrogène dans les gazoducs existants (seuil maximal d'injection). Cette solution permettrait certes de faciliter le démarrage des nouveaux usages de l'hydrogène, mais cet hydrogène ne peut être dissocié du gaz une fois arrivé à destination, dont il résulte que cette injection est exclue pour des applications industrielles exigeant un hydrogène pur.

### 2. Transport liquéfié

L'hydrogène liquide est une autre méthode de transport de l'hydrogène pour les applications à petite échelle, bien qu'elle soit moins courante que l'hydrogène comprimé en raison de la complexité et des besoins énergétiques liés au maintien de l'hydrogène à l'état liquide.

Dans cette méthode, l'hydrogène liquide est stocké à des températures extrêmement basses (environ -253°C) pour conserver sa forme liquide, puis transporté dans des conteneurs cryogéniques spécialisés. Lorsqu'une station de ravitaillement reçoit une cargaison d'hydrogène liquide, elle doit disposer de l'équipement nécessaire pour manipuler et stocker ce liquide extrêmement froid.

Il est essentiel de noter que l'infrastructure de transport de l'hydrogène n'en est qu'à ses débuts et que la disponibilité des stations de ravitaillement peut être limitée dans certaines régions. Le coût du transport pour cette méthode est estimé à 0,9-1,3 €/kg d'hydrogène en fonction de la distance.

Le projet Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) en Australie est la première installation de démonstration à tester le transport maritime d'hydrogène liquéfié (LH<sub>2</sub>). Les premières expéditions ont eu lieu en février 2022. L'hydrogène est liquéfié dans l'État de Victoria et transporté au Japon par le premier navire d'hydrogène liquéfié au monde, d'une capacité de 1 250 m<sup>3</sup> (environ 75 tonnes de LH<sub>2</sub> par voyage).

### 3. Transport par LOHC

Le transport de l'hydrogène par des LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) consiste à lier chimiquement des molécules d'hydrogène à un composé organique liquide, formant ainsi un liquide stable et non toxique qui peut transporter en toute sécurité de l'hydrogène sur de longues distances (>17000km) ou entre différents sites. L'hydrogène gazeux réagit avec le composé organique liquide pendant le chargement et est extrait par déshydrogénation à destination.

Le LOHC offre des avantages tels qu'une forte densité de stockage et une compatibilité avec les infrastructures existantes, mais il est plus coûteux que d'autres méthodes de transport. Le coût du transport par LOHC est estimé à 1,5-2€/kg. Les recherches en cours et la demande croissante d'hydrogène pourraient permettre de réduire les coûts à l'avenir, mais ce n'est qu'une conjecture.

La France disposant de réseaux d'électricité centralisés, il serait logique, pour limiter les coûts de production, de transport et de stockage, de produire l'hydrogène à proximité de ces réseaux par l'exploitation de grands électrolyseurs centralisés. Les électrolyseurs décentralisés seraient alors réservés à quelques usages en mobilité décentralisée.

## 4-6. Coût global de la logistique

Cette section modélise le coût des différentes utilisations futures en France, à savoir, l'industrie et la mobilité.

### Industrie

L'hypothèse retenue pour l'industrie est que de grands électrolyseurs alcalins seront construits à proximité de la demande industrielle et qu'il n'y aura donc pas de coût de transport ni de stockage. Le facteur de charge a donc été fixé à 90 % et, par conséquent, l'énergie du réseau sera utilisée pour atteindre cet objectif, en mode 2.

Un coût de stockage de 0€/kg a été posé, considérant que certaines solutions de stockage sont déjà prises en compte dans le CAPEX. Cette hypothèse part du principe que la production quotidienne d'hydrogène est utilisée directement.

	Projet	Unité	Industrie	
Hypothèses	Mode de production*		2	
	Electrolyseur		Alcalin	
	Durée de vie	Années	20	
	Taux d'actualisation	%	5,00%	
	Facteur de charge	%	90%	
	Durée de construction	Années	1	
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%	
	Q	h/an	7889	
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	48,63	
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	60,00	
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%	
LCOH	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	750 000	
	D - OPEX NOMBRE DE STACK ADDITIONNEL BESOIN	Stack	2,00	
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	30 000	
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	2,92	
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,09	
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,37	
	D - OPEX COUTS DU STACK ADDITIONNEL	€/kg	0,23	
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,01	
F - COÛT DE TRANSPORT	€/kg	0,00		
G - COÛT DE STOCKAGE	€/kg	0,00		
LCOH (A+B+C+D+E+F+G)			€/kg	3,62

Figure 17 : Coût global de la logistique pour l'industrie

### Mobilité

Les hypothèses examinées dans cette section tournent autour des exigences de pureté des véhicules électriques à pile à combustible (FCEV), qui requièrent un niveau de pureté de 99,97%. Les électrolyseurs alcalins ne permettant pas actuellement d'atteindre ce niveau de pureté, l'accent est donc mis ici sur l'utilisation d'électrolyseurs PEM.

Compte tenu des exigences particulières des applications de mobilité en matière d'hydrogène, où une quantité plus faible d'hydrogène est nécessaire par rapport à l'utilisation industrielle, deux options principales se dégagent.

La première consiste à atteindre un facteur de charge élevé avec un système de petite taille et des dépenses d'investissement minimales. L'autre option consiste à obtenir un facteur de charge plus faible avec un système de plus grande taille en raison de la nature intermittente de la source d'électricité, ce qui entraîne des dépenses d'investissement plus élevées.

Dans cette section, nous présentons des arguments convaincants en faveur de l'adoption de la première option, autrement dit un facteur de charge élevé avec de faibles dépenses d'investissement, grâce à une optimisation supérieure des ressources. Cette approche promet de répondre efficacement aux besoins en hydrogène des applications de mobilité tout en maîtrisant les coûts, ce qui en fait une solution potentielle pour le déploiement hydrogène des véhicules à moteur à combustion interne.

	Projet	Unité	Mobilité	
Hypothèses	Mode de production*		3	
	Electrolyseur		PEM	
	Durée de vie	Années	20	
	Taux d'actualisation	%	5,00%	
	Facteur de charge	%	90%	
	Durée de construction	Années	1	
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%	
	Q	h/an	7889	
	Rendement moyen sur la durée de vie	kWh/kg	51,52	
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/MWh	90,00	
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	% CAPEX/an	2%	
LCOH	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	800 000	
	D - OPEX NOMBRE DE STACK ADDITIONNEL BESOIN	Stack	2,00	
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	32 000	
	A - OPEX COUT DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kg	4,64	
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/kg	0,10	
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/kg	0,42	
	D - OPEX COUTS DU STACK ADDITIONNEL	€/kg	0,25	
	E - INTERETS INTERCALAIRES	€/kg	0,02	
F - COÛT DE TRANSPORT	€/kg	0,30		
G - COÛT DE STOCKAGE	€/kg	0,00		
LCOH (A+B+C+D+E+F+G)			€/kg	5,73

Figure 18 : Coût global de la logistique pour la mobilité

Avec de tels niveaux de coûts complets, un accompagnement financier de longue durée paraît inévitable: la France est-elle prête à le supporter?

## Conclusion

Produire un hydrogène bas-carbone est un chantier prioritaire en tant que stratégie concourant à la décarbonation du secteur industriel et, subsidiairement, d'une partie du secteur des transports.

Les solutions de vaporeformage associé à une séquestration du carbone ne constituent pas une solution alternative convenable aujourd'hui, compte tenu des coûts de capture et stockage de carbone.

En raison de limites techniques et économiques liées notamment à la nécessité d'infrastructures diffuses de transport et de stockage, mais aussi des incertitudes liées au développement des piles à combustible, l'hydrogène ne pourra pas nécessairement être le carburant propre de l'avenir pour tous les types de transport, en-dehors de quelques cas particuliers cités dans cette étude.

Les technologies de production, de transport ou de stockage de l'hydrogène sont soit insuffisamment matures, soit encore excessivement onéreuses, soit les deux. Elles n'offrent dans les conditions actuelles que peu de perspectives d'industrialisation compétitives à grande échelle.

Lorsque le coût combiné du gaz et de la séquestration du carbone atteint un certain seuil, un point d'équilibre peut émerger. Cet équilibre facilitera une transition économiquement viable vers la production à grande échelle d'hydrogène bas-carbone.

Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse ne pourra lui-même être contenu qu'à la condition d'une disponibilité d'électricité pilotable et constante impliquant le recours préférentiel à l'énergie d'un réseau d'électricité décarboné. Les énergies intermittentes, inaptes à assurer la continuité électrique, ne pourront assurer un facteur de charge suffisant pour amortir le coût des installations d'électrolyse.

D'autre part, il est peu réaliste de considérer la méthode de stockage d'électricité par hydrogène (power-to-gaz-to-power) comme un choix d'investissement viable. Son efficacité est limitée à 25% (entraînant une perte de 75 %). Cette conclusion est renforcée si l'on tient compte du coût total des énergies intermittentes et de leurs fluctuations qui auront des effets négatifs sur la durée de vie de l'électrolyseur.

L'hydrogène bas-carbone ne pourra tirer sa compétitivité, en France, qu'à la condition d'être produit sur des sites à proximité immédiate des réseaux d'électricité pilotable fournie par des centrales nucléaires, à défaut par des barrages, limitant ainsi des investissements lourds dans des infrastructures diffuses de transport et de stockage.

Ceci implique que, dans une volonté réelle de décarboner le mix énergétique, le terme « bas-carbone » remplace celui de

« renouvelable » dans la taxonomie européenne sur l'hydrogène.

A ce stade cependant, ce Plan s'apparente davantage à une enveloppe budgétaire destinée à multiplier démonstrateurs et expérimentations, certes intéressants mais non prioritaires. Il apparaît donc nécessaire, au-delà des engagements financiers déjà pris, de réinterroger les objectifs de ce Plan, afin de mettre en place une filière durable d'hydrogène bas-carbone destiné à l'industrie, s'appuyant sur les technologies les plus éprouvées et les moins frayeuses, faisant appel aux modes de production les plus adaptés.

La France aura-t-elle les moyens financiers d'accompagner une telle stratégie tout en poursuivant un subventionnement intense des électricités intermittentes, y compris le plan RTE-Enedis de raccordements diffus de 160 Mds € d'ici à 2050 ? Rien n'est moins certain.

## Bibliographie

CNDP. (2021) Analyse Bibliographique Des Bilans Carbones De L'éolien Flottant. Récupéré à partir de: [eos.debatpublic.fr/wp-content/uploads/Analyse-bibliographique-bilans-carbone-eolien-flottant-BLevolution-2021.pdf](https://eos.debatpublic.fr/wp-content/uploads/Analyse-bibliographique-bilans-carbone-eolien-flottant-BLevolution-2021.pdf).

Deloitte. (2021). Fueling the future of mobility : hydrogenelectrolyzers. Récupéré à partir de : <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/energie-et-ressources/Publications/fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf>

European Commission. (2022). Assessment of hydrogen delivery options. Récupéré à partir de: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>

European Commission. (2023). Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs. Récupéré à partir de: [https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en)

European Commission. (2023). Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels and annex. Récupéré à partir de : [https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex_en)

IFP Énergies Nouvelles. (2022). Tout savoir sur l'hydrogène. IFP Énergies Nouvelles. Récupéré à partir de: <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-renouvelables/tout-savoir-lhydrogene>

Lazard. (2021). Lazard's levelized cost of hydrogen analysis. Récupéré à partir de: <https://www.lazard.com/media/12qcx1j/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>

Roland Berger (2021). Hydrogen transportation | The key to unlocking the clean hydrogen economy. Récupéré à partir de: <https://www.bing.com/search?pglt=2081&q=Hydrogen+transportation+%7C+The+key+to+unlocking+the+clean+hydrogen+economy&cvid=69d476a2167a45439bc52efee041d117&aqs=edge..69i57j69i11004.977j0j1&FORM=ANNAB1&PC=U531>

The Boston Consulting Group (BCG). (2021). Capturing Value in the Low-Carbon Hydrogen Market. Récupéré à partir de: <http://www.bcg.com/publications/2021/capturing-value-in-the-low-carbon-hydrogen-market>

## Annexes

### Simplification de la formule LCOH

Le coût de production est obtenu en divisant la somme des coûts actualisés de l'année 1 à l'année n par la somme de la production actualisée de l'année 1 à l'année n.

La formule a été ici simplifiée en considérant que les coûts d'investissement initiaux ont été dépensés au cours de l'année 0. De même, A (le coût de l'électricité), B (les coûts d'exploitation annuels) et Q (le nombre d'heures de production) sont considérés comme constants chaque année pendant toute la durée de vie de l'installation.

Cela nous permet de simplifier l'équation ci-dessus de la manière suivante :

$$(4) \quad LCOH = \frac{(A+B)}{Q} + \frac{X * (C_0 + D_0 + E_0)}{Q}$$

$$\text{En posant } X = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T}}$$

### LCOH des PEM pour les différents modes

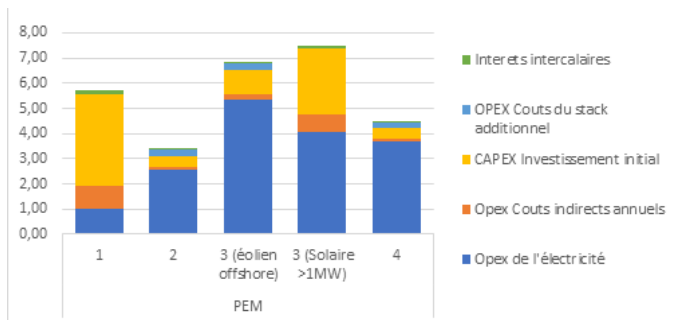


Figure 19 : LCOH des différents modes de production avec la décomposition du coût pour électrolyseurs PEM

### LCOH des SOEC pour les différents modes

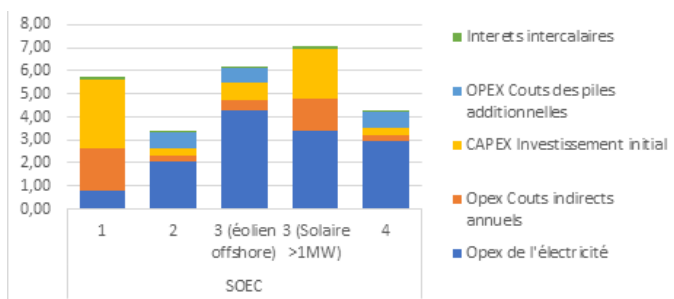


Figure 20 : LCOH des différents modes de production avec la décomposition du coût pour électrolyseurs alcalin

### Analyses de sensibilité sur les SOEC

Facteur de charge (%)	SOEC								
	5	10	20	30	40	50	70	90	
Grande taille (100MW)	20	10,08	5,73	3,65	3,04	2,93	2,49	2,36	2,05
	30	10,46	6,14	4,09	3,53	3,42	2,96	2,85	2,53
	40	10,85	6,54	4,53	4,02	3,91	3,44	3,34	3,01
	50	11,24	6,95	4,98	4,50	4,39	3,91	3,82	3,49
	60	11,62	7,35	5,42	4,99	4,88	4,38	4,31	3,97
	70	12,01	7,75	5,86	5,48	5,37	4,86	4,80	4,45
	80	12,40	8,16	6,31	5,96	5,86	5,33	5,29	4,94
	90	12,78	8,56	6,75	6,45	6,35	5,81	5,78	5,42
	100	13,17	8,97	7,19	6,94	6,84	6,28	6,27	5,90
	Moyenne taille (10MW)	20	10,08	5,73	3,98	3,41	2,79	2,69	2,36
30		10,46	6,14	4,39	3,82	3,20	3,04	2,78	2,59
40		10,85	6,54	4,80	4,24	3,61	3,45	3,20	3,01
50		11,24	6,95	5,21	4,65	4,02	3,86	3,62	3,42
60		11,62	7,35	5,62	5,07	4,44	4,27	4,03	3,84
70		12,01	7,75	6,03	5,48	4,86	4,68	4,45	4,26
80		12,40	8,16	6,44	5,90	5,27	5,09	4,87	4,67
90		12,78	8,56	6,85	6,31	5,69	5,50	5,28	5,09
100		13,17	8,97	7,26	6,73	6,10	5,91	5,70	5,50
Petite taille (1MW)		20	9,68	6,07	4,84	4,14	3,39	3,20	2,87
	30	10,15	7,46	5,24	4,65	3,89	3,70	3,38	3,15
	40	10,62	7,96	5,83	5,15	4,40	4,20	3,89	3,66
	50	11,09	8,45	6,33	5,66	4,90	4,70	4,40	4,17
	60	11,56	8,94	6,83	6,16	5,40	5,20	4,90	4,67
	70	12,03	9,43	7,33	6,67	5,91	5,70	5,41	5,18
	80	12,50	9,92	7,83	7,17	6,41	6,20	5,92	5,68
	90	12,97	10,41	8,33	7,68	6,95	6,80	6,43	6,19
	100	13,44	10,91	8,83	8,18	7,42	7,25	6,93	6,69

Figure 21: Analyse de sensibilité des électrolyseurs SOEC

Les cellules surlignées modélisent le coût de la production d'électrolyse soutenue par le nucléaire. Ce calcul reste très spéculatif car il n'existe pas de cellules SOEC à l'échelle industrielle et de nombreux problèmes se posent en termes de durée de vie des piles.

Cependant, en raison de la grande quantité d'énergie nucléaire en France, il existe un potentiel pour la production d'hydrogène à partir de la chaleur provenant de l'énergie nucléaire dans le futur. Comme indiqué précédemment, les SOEC ont besoin d'une source constante d'électricité et de chaleur, ce qui nécessite un facteur de charge élevé pour les deux intrants. Si les taux de dégradation continuent à diminuer, la production d'hydrogène par la SOEC pourrait être compétitive dans un avenir proche.



[WWW.CEREME.FR](http://WWW.CEREME.FR)

[CONTACT@CEREME.FR](mailto:CONTACT@CEREME.FR)  
63, RUE LA BOETIE  
75008 PARIS