

**SYNTHESE / EXTENDED ABSTRACT**  
FRANÇAIS / ENGLISH

**PRODUCTIONS INNOVANTES DE DIHYDROGENE**

***INNOVATIVE DIHYDROGEN PRODUCTION***

**octobre 2023**

**A. PERROT, C. PERROT – A&C Process**  
**B. DE CAEVEL, T. WUNDERLICH – RDC Environment**



Créée à l'initiative du Ministère en charge de l'Environnement, l'association RECORD est depuis 1989, le catalyseur d'une coopération entre industriels, institutionnels et chercheurs.

Acteur reconnu de la recherche appliquée dans le domaine des déchets, des sols pollués et de l'utilisation efficace des ressources, RECORD a comme objectif principal le financement et la réalisation d'études et de recherches dans une perspective d'économie circulaire.

Les membres de ce réseau (groupes industriels et institutionnels) définissent collégialement des programmes d'études et de recherche adaptés à leurs besoins. Ces programmes sont ensuite confiés à des laboratoires publics ou privés.

**Avertissement :**

Les rapports ont été établis au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Ces documents comprennent des propositions ou des recommandations qui n'engagent que leurs auteurs. Sauf mention contraire, ils n'ont pas vocation à représenter l'avis des membres de RECORD.

- ✓ Pour toute reprise d'informations contenues dans ce document, l'utilisateur aura l'obligation de citer le rapport sous la référence :  
**RECORD**, Productions innovantes de dihydrogène, 2023, 194 p, n°21-0255/1A
- ✓ Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de la transition écologique)  
[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

© RECORD, 2023

## **RESUME**

Cette étude a pour but d'évaluer et de comparer des procédés « innovants » de production de dihydrogène par voie non-biologique, à travers différents critères tels que la faisabilité technologique, l'impact environnemental, le potentiel d'émergence à court ou moyen terme. Dans un premier temps, une étude bibliographique a porté sur plus d'une quinzaine de procédés, tant matures qu'innovants, dans le but d'une sélection finale de quatre procédés innovants les plus pertinents à étudier en profondeur. Dans un second temps, des recherches plus approfondies sont réalisées pour ces procédés sélectionnés. A l'issue de la première étape, la sélection suivante de procédés innovants a été réalisée :

- L'électrolyse à membrane échangeuse d'anions (AEME), technologie en avancée rapide présentant un potentiel d'émergence intéressant.
- L'électrolyse par oxydes solides (SOE), fonctionnant sur un régime différent des autres technologies.
- La gazéification hydrothermale des effluents (SCWG), qui semble montrer une progression rapide et des caractéristiques pertinentes vis-à-vis de la large acceptabilité des intrants.
- La pyrolyse du méthane thermique ou plasma (MP) qui permet la production d'hydrogène sans utilisation d'eau et apporte un avantage quant à la forme du carbone co-produit.

En plus de ces procédés innovants, deux technologies de référence actuellement mises en œuvre sont également analysés : l'électrolyse alcaline et le reformage catalytique du méthane à la vapeur d'eau. Tous ces procédés ont été analysés de manière approfondie sur trois axes : énergétique, économique et environnemental. A l'issue de cette analyse approfondie, il apparaît pertinent de privilégier non pas un procédé mais plutôt un mix de plusieurs, permettant de palier aux différentes limites existantes tout en mettant à profit les avantages de chaque technologie.

## **MOTS CLES**

hydrogène, électrolyse, gazéification, reformage, pyrolyse, évaluation

-----

## **SUMMARY**

This study aims to assess and compare "innovative" non-biological methods for hydrogen production, considering various criteria such as technological feasibility, environmental impact, and short to medium-term potential. Initially, a comprehensive literature review examined over fifteen mature and innovative processes in order to select the four most relevant innovative processes for further in-depth investigation. Subsequently, extensive research is being conducted on these selected processes. Following the initial stage, the following innovative processes were chosen:

- Anion Exchange Membrane Electrolysis (AEME), a rapidly advancing technology with promising potential for emergence.
- Solid Oxide Electrolysis (SOE), which operates under a different regime compared to other technologies
- Supercritical Water Gasification (SCWG) of effluents, showing rapid progress and relevant characteristics for wide acceptance of inputs.
- Thermal or Plasma Methane Pyrolysis (MP), enabling hydrogen production without water usage and offering an advantage in terms of the co-produced carbon form.

In addition to these innovative processes, two reference technologies currently in use are also analyzed: alkaline electrolysis and catalytic steam methane reforming. All these processes have undergone a thorough analysis based on three aspects: energy, economics, and the environment. Based on this in-depth analysis, it is deemed more appropriate to prioritize a combination of multiple processes rather than a single one, allowing for the mitigation of different existing limitations while capitalizing on the advantages offered by each technology.

## **KEY WORDS**

hydrogen, electrolysis, gasification, reforming, pyrolysis, analysis

## Contexte, objectifs et périmètre de l'étude

### Contexte

Le dihydrogène est un vecteur reconnu pour sa forte densité énergétique (massique) et son abondance atomique sur Terre, additionné du fait que sa réaction de combustion n'émet pas directement de gaz à effet de serre ou de polluant. Toutefois, la production mondiale actuelle d'hydrogène est principalement issue de sources fossiles, dans des procédés matures et relativement bien contrôlés. Dans le contexte énergétique et environnemental actuel, l'hydrogène ne pourra devenir un élément incontournable de la transition que si ses coûts (énergétiques, environnementaux et économiques) de production montrent des améliorations considérables.

Ce postulat est désormais considéré comme admis, et le monde scientifique comme industriel œuvrent à la recherche de multiples solutions permettant d'atténuer les coûts cités plus haut, au travers de nouveaux procédés de production et de l'amélioration des procédés déjà matures.

Bien que l'élément hydrogène soit très abondant, il n'existe pas ou peu sous sa forme diatomique (dihydrogène). Sa propension à se recombiner (principalement avec des atomes de carbone ou d'oxygène) vient de sa forte concentration massique énergétique, la nature visant toujours à atteindre et conserver un niveau de stabilité le plus haut possible. De ce fait, l'objectif étant la fabrication d'hydrogène H<sub>2</sub>, il est indispensable de l'extraire de ces molécules de plus faible concentration énergétique. Immanquablement donc, les procédés seront observés avec une vision énergétique critique.

C'est un résumé rapide mais réel de l'objet de la présente étude :

**« Quelles sont les meilleures méthodes et quels sont les procédés les plus prometteurs pour produire et isoler l'hydrogène ? »**

Les procédés sont divisés en deux catégories : les procédés matures et les procédés innovants, séparés selon leur avancée sur l'échelle TRL (*Technology Readiness Level*, ou Échelle de Maturité Technologique). Elle est un indicateur relativement usité qui permet de se faire une idée rapide et comparative de l'avancement d'un procédé dans son développement vers l'industrialisation. Toutefois, il est important de noter que l'échelle TRL représente une « photographie » à un instant donné, qui ne reflète pas la rapidité d'évolution de la technologie. C'est ce point qui est crucial et prépondérant dans la bonne réalisation de cette étude. Ainsi, la valeur de l'échelle TRL ne doit pas être considérée seule. L'échelle TRL est définie entre 1 et 9, le dernier échelon correspond à la validation du fonctionnement dans un environnement réel.

### Objectifs

Cette étude a pour objectifs de présenter un état de l'art de ces procédés matures et innovants de production d'hydrogène, et d'étudier en profondeur les plus prometteurs d'entre eux en termes de potentiel d'émergence, mais également de performances attendues sur une multitude de paramètres et indicateurs clés (entre autres efficacité, les coûts de différentes natures, l'impact environnemental).

L'étude se déroule en deux étapes :

- Phase 1 : Étude bibliographique large et sélection des procédés innovants pertinents.
- Phase 2 : Étude et comparaison approfondie des procédés innovants pertinents et de procédés existants.

## Background, objectives and scope of the study

### Context

*Dihydrogen is recognized for its high energy density (mass) and its atomic abundance on Earth, added to the fact that its combustion reaction does not directly emit greenhouse gases or pollutants. However, today's global production of hydrogen comes mainly from fossil sources, via mature and relatively well-controlled processes. In the current energy and environmental context, hydrogen can only become an essential component of the transition if its production costs (energy, environmental and economic) show considerable improvement.*

*The above is now widely accepted, and both the scientific and industrial worlds are working to find multiple solutions to reduce the above-mentioned costs, through new production processes and the improvement of already mature processes.*

*Although hydrogen is very abundant, it only exists little or not at all in its diatomic form (dihydrogen). Its capacity to recombine (mainly with carbon or oxygen atoms) highlight its high energetic density, as nature always aims to maintain the highest possible level of stability. Consequently, since the aim is to produce hydrogen H<sub>2</sub>, it is essential to extract it from these molecules of lower energy level. Inevitably, processes will be viewed from an energy-critical perspective.*

*That's a quick but effective summary of the purpose of this study:*

***"What are the best methods and most promising processes for producing and isolate hydrogen?"***

*Processes are divided into two categories: mature and innovative, according to their progress on the TRL (Technology Readiness Level) scale. TRL is a relatively common indicator, providing a quick, comparative view of a process' progress towards industrialization. However, it is important to note that the TRL scale represents a "snapshot" at a given point in time and does not reflect the speed at which the technology is evolving. It is this point that is crucial to the success of this study. The TRL scale value should not be considered in isolation. The TRL scale is defined between 1 and 9, with the last step corresponding to validation of operation in a real environment.*

### Objectives

*The aim of this study is to present a state-of-the-art overview of these mature and innovative hydrogen production processes, and to take an in-depth look at the most promising of them not only in terms of potential emergence, but also expected performance on a multitude of key parameters and indicators (including efficiency, costs of various kinds, and environmental impact).*

*The study is divided into two stages:*

- Phase 1: Extensive literature review and selection of relevant innovative processes.
- Phase 2: In-depth study and comparison of relevant innovative processes and existing processes.

### Scope of the study

*The list of processes studied for phase 1, prior to selection, is given below.*

### Périmètre de l'étude

La liste des procédés étudiés pour la phase 1, avant sélection, est listée ci-dessous.

**Tableau 1 : Procédés analysés dans le cadre de l'étude**  
**Table 1: Processes analysed as part of the study**

Technology	Symbol used
<b>Mature processes</b>	
Alkaline electrolysis	AE
Thermochemical gasification of hydrocarbon liquids or solids	HTG
Catalytic steam reforming of natural gas	SMR
<b>Innovative processes</b>	
Proton Exchange Membrane Electrolysis	PEME
Anion Exchange Membrane Electrolysis	AEME
Solid oxide electrolysis	SOE
Partial Methane Oxidation	POxM
Dry catalytic reforming of methane with CO <sub>2</sub>	DRM
Redox reforming of methane on metal oxides	MORMR
Gasification / Water-Gas Shift coupling	CG/WGS
Plasma cracking of hydrocarbon compounds	PCHC
Effluent gasification with supercritical water	SCWG
Thermochemical water splitting, direct or via cycles	D/CWTD
Auto-Thermal Reforming	ATR
Gas-heated reforming	GHR
Methane pyrolysis using plasma and/or molten metals (added at the suggestion of the project team)	MP

On constatera que plusieurs de ces procédés sont relativement similaires et ne semblent différer que dans certaines conditions opératoires ou objectifs de production.

Les paramètres étudiés pour chaque procédé sont donnés dans le tableau ci-dessous. Le choix est fait alors de caractériser les paramètres influents, identifiés à la suite des différentes itérations de calcul.

Du fait du grand nombre d'informations de la liste, il a été décidé que, dès lors qu'un procédé présenterait un indicateur qui dégraderait fortement son potentiel d'émergence ou son intérêt pour l'étude, il serait écarté, non sans une analyse détaillée du critère d'exclusion.

Les données et caractéristiques fournies dans ce rapport sont typiques de ce que la littérature et la connaissance des procédés donnent, dans son état « standard ». Elles sont évidemment plus approfondies pour les procédés sélectionnés lors de la phase 2 (les paramètres pouvant influencer les performances énergétiques, économiques et environnementales ont été optimisés).

*Many of these processes are relatively similar and seem to differ only in certain operating conditions or production objectives.*

*The parameters studied for each process are given in the table below. The choice is then made to characterize the influential parameters, identified following the various calculation iterations.*

*In view of the large amount of information on the list, it was decided that if a process had an indicator that significantly reduced its potential for emergence or its interest in the study, it would be excluded, but not without a detailed analysis of the exclusion criterion.*

*The data and characteristics provided in this report are typical of what is available in the literature and in process knowledge, in its "standard" state. They are obviously more detailed for the processes selected in phase 2 (parameters that can influence energy, economic and environmental performance have been optimized).*

**Tableau 2 : Données caractéristiques des procédés et de leurs performances et intérêt**  
**Table 2: Characteristic data on processes and their performance and benefits**

Parameter	Unit
<b>Technological data</b>	
TRL announced	1 to 9, 10 for current operational units
Maximum observed capacity	t(H <sub>2</sub> )/h
Chemical reactions involved	Reagents --> Products
Thermal data ( $\Delta H$ )	kJ/kg(H <sub>2</sub> )
Unit operations	/
Process diagram	/
Safety/Process safety	/
<b>Economic data</b>	
Capital costs (CAPEX)	€/kW(H <sub>2,eq</sub> ) or €/kg(H <sub>2</sub> )/year (based on lifetime)
Operating costs (OPEX)	€/kg(H <sub>2</sub> )/year
Cost of product sold	€/kg(H <sub>2</sub> )
Return on investment	year
<b>Input characteristics</b>	
Typical composition and input thresholds	%w $\pm$ x
Input availability and criticality	/
Catalyst usage (ratio)	kg(cata)/kg(H) <sub>2</sub>
Catalyst costs	€/kg(cata)
<b>Process data</b>	
Pressure range	Bar
Temperature range	°C
Start-up responsiveness (Start/Stop)	Duration
Load rate variability	%
Conversion rates	%
Energy efficiency	kWh/kg(H) <sub>2</sub>
Service life	hours
<b>Product data</b>	
Typical product composition and thresholds	%w $\pm$ x
CO <sub>2</sub> emissions (equivalent)	kg(CO <sub>2,eq</sub> )/kg(H) <sub>2</sub>

## Phase 1 : Analyse des procédés

### Classification des procédés

Outre par leur niveau de maturité, les procédés peuvent être classés par nature des intrants.

La plupart des réactions chimiques (intermédiaires ou globales) mises en jeu dans les procédés étudiés sont endothermiques, c'est-à-dire qu'elles nécessitent une source d'énergie pour se réaliser puis être maintenues.

Plusieurs d'entre elles sont thermodynamiquement défavorables dans les CNTP. Ainsi, il est nécessaire d'augmenter température et pression pour permettre leur réalisation.

La majorité des procédés présentés utilisent également des catalyseurs qui induisent une diminution des besoins énergétiques (énergie d'activation) et une amélioration de la cinétique. Certains de ces catalyseurs, de par leur nature (métaux nobles) peuvent représenter une part non négligeable des CAPEX/OPEX.

La recherche et les publications sur les catalyseurs pour ces procédés est intense et très approfondie. Pour cette phase préliminaire de choix d'une liste réduite de procédés, l'étude n'est pas entrée dans le détail mais précise simplement la nature des catalyseurs.

L'accent sur ce point a été mis sur les procédés sélectionnés en phase 2 uniquement.

Lors des discussions avec le comité de pilotage, il a été décidé que **l'électrolyse alcaline servirait de référence** (ou « base 100 ») pour cette étude. Les technologies étudiées dans ce rapport sont donc présentées en comparaison de l'électrolyse alcaline sur les différents critères.

### Comparaison des procédés

#### **Électrolyses**

Il existe 4 grands types d'électrolyse différenciés principalement par la technologie de séparation des anodes et cathodes et les conditions opératoires (cas des SOE).

L'AE étant la plus développée des électrolyses, et le procédé a priori le plus performant sur l'impact environnemental, il a été d'ailleurs défini par le comité de pilotage qu'elle serait la technologie référence dans l'étude. Toutefois, les possibilités en termes d'amélioration des technologies concurrentes pourraient modifier la vision du domaine à long terme. Plusieurs experts du domaine pensent qu'une domination des technologies PEM aura lieu d'ici à l'horizon 2030.

Les électrolyses PEM et AEM sont d'un point de vue technologique toutes deux matures et commercialisées (PEM plus en avance que AEM). Elles possèdent toutefois un potentiel d'amélioration important, et leur intensification est en assez forte accélération dans le contexte actuel et bénéficie de plus des progrès effectués sur les piles à combustibles PEM pour la mobilité (entre autres).

L'électrolyse SOE, fonctionnant de manière très différente des autres technologies est prometteuse, même si moins mature. Quelques installations et pilotes sont en cours de construction ou en fonctionnement, et quelques entreprises commercialisent des équipements (par exemple Sunfire).

Le tableau ci-dessous reprend les principales caractéristiques de fonctionnement des électrolyseurs alcalins comparativement aux AEME, PEME et SOE.

## Phase 1: Process analysis

### Process classification

*In addition to their level of maturity, processes can be classified according to the nature of their inputs.*

*Most of the chemical reactions (intermediate or overall) involved in the processes studied are endothermic, i.e. they require a source of energy to be carried out and then be maintained.*

*Many of them are thermodynamically unfavorable at STP (standard temperature and pressure). As a result, it is necessary to increase temperature and pressure to allow them to be carried out.*

*Most of the processes presented here also use catalysts, which reduce energy requirements (activation energy) and improved kinetics. Some of these catalysts, by their very nature (noble metals), can account for a significant proportion of CAPEX/OPEX.*

*Research and publications on catalysts for these processes is intense and very thorough. For this preliminary phase of selecting a reduced list of processes, the study did not go into detail, but simply specified the nature of the catalysts.*

*The focus here is on the processes selected in phase 2 only. During discussions with the steering committee, it was decided that **alkaline electrolysis would serve as the reference** (or "base 100") for this study.*

*The technologies studied in this report are therefore presented in comparison with alkaline electrolysis on the various criteria.*

### Process comparison

#### **Electrolysis**

*There are 4 main types of electrolysis, differentiated mainly by anode/cathode separation technology and operating conditions (SOE).*

*Since AE is the most advanced electrolysis technology the process with the best environmental impact, the steering committee decided that it would be the reference technology for the study. However, the potential for improvement of competing technologies could alter the long-term vision of the field. Several experts in the field believe that PEM technologies will dominate by 2030.*

*From a technological point of view, PEM and AEM electrolysis are both mature and commercialized (PEM being more advanced than AEM). They do, however, have considerable potential for improvement, and their intensification is accelerating rapidly in the current context, and is also benefiting from the progress made on PEM fuel cells for mobility (among other applications).*

*SOE electrolysis, which operates in a very different way from other technologies, is promising, even if less mature. A few plants and pilots are under construction or in operation, and a few companies are marketing equipment (e.g. Sunfire).*

*The table below shows the main operating characteristics of alkaline electrolyzers compared with AEME, PEME and SOE.*

**Tableau 3 : Caractéristiques comparatives des technologies d'électrolyse actuelles (RECORD, 2023)**  
**Table 3: Comparative characteristics of current electrolysis technologies (RECORD, 2023)**

Features	Unit	AE	PEME / AEME	SOE
TRL	/	10	10 / 10 <sup>-</sup>	5 - 7 (approx.)
Operating temperature	°C	60 - 80	50 - 85	650 - 1000
Electrical efficiency	%	62 - 82	67 - 82	81 - 86
Current density	A/cm <sup>2</sup>	0,2 - 0,5	0,6 - 2,2	0,3 - 2,0
Production rate	kg(H <sub>2</sub> )/h	< 68	< 3,6	
	t(H <sub>2</sub> )/year.c	600	31,5	
Purity	%	2.7 - 3.0	5.0 / 3.0	3.0
Change in charge rate	%	10 - 100	0 - 100 (400)	/
Cold start	Min	60	15	60
CAPEX	k€/kW	0,6 - 1,2	1,1 - 1,7	> 1,6

### Procédés base carbone

Cette famille de procédés présente des intérêts très forts sur plusieurs aspects :

- maturité technologique, commercialisation et retour d'expérience
- capacité de production
- maîtrise des produits en termes de qualité et composition

En revanche, si l'on raisonne dans un contexte de Power-to-Hydrogen (Energies renouvelables intermittentes) ou d'impact environnemental, il semble que l'écart soit moins trivial. En effet, il semble que peu d'entre elles puissent être intermittentes et avoir un temps de réactivité (« Cold Start ») satisfaisant aux attentes des EnR.

### Sélection des procédés pertinents

Certains procédés (ATR, GHR, PCHC) semblent présenter un intérêt dans le cas d'une implémentation dans des procédés existants, matures et fortement usités. On semble plutôt se situer dans l'optimisation de l'existant (à la manière des travaux et recherches sur les catalyseurs) plutôt que dans des innovations pures.

D'autres technologies semblent ne pas pouvoir être considérées comme « standalone », c'est-à-dire utilisable seule, ou en tout cas insuffisamment performantes pour l'être. Ce postulat a deux conséquences :

- L'établissement de la short-list de procédés pour la suite de l'étude est facilitée
- Ces technologies pourront être directement intégrées à ces procédés et permettront d'améliorer les performances comparatives.

A l'issue de la première phase, la sélection suivante a été réalisée :

- Sur les technologies à base d'eau :
  - L'électrolyse alcaline : référence de l'étude étant donné des performances contrôlées, établies et consensuelles sur les différents points du cahier des charges
  - L'électrolyse AEM : technologie en avancée rapide, correspondant au cahier des charges de l'étude et présentant un potentiel d'émergence intéressant
  - L'électrolyse SOE, pour laquelle les chargés d'études possèdent des connaissances transversales intéressantes et qui fonctionne sur un régime différent des autres technologies
- Sur les technologies à base de carbone :
  - Le SMR + CCUS : référence de l'étude du fait d'une écrasante majorité de l'hydrogène mondial encore produit à partir de cette technologie

### Carbon-based processes

*This categorie of processes is highly interesting in several respects:*

- *technological maturity, marketing and feedback*
- *production capacity*
- *product mastery in terms of quality and composition*

*On the other hand, if we think in terms of Power-to-Hydrogen (intermittent renewable energies) or environmental impact, it seems that the gap is less trivial. Indeed, it seems that few of them can be intermittent and have a reactivity time ("Cold Start") satisfying the expectations of renewable energy.*

### Process selection

*Certain processes (ATR, GHR, PCHC) appear to be of interest when implemented in existing, mature and widely-used processes. We seem to be more concerned with optimizing existing processes (in the same way as work and research on catalysts) than with pure innovation.*

*Other technologies can't be considered "standalone", i.e. they can't be used on their own, or at least are not powerful enough to be so. This has two consequences:*

- *It's easier to draw up a short-list of processes for the rest of the study*
- *These technologies can be directly integrated into these processes, improving comparative performance.*

*At the end of the first phase, the following selection was made:*

- *On water-based technologies:*
  - *Alkaline electrolysis: the benchmark for the study, given its controlled, established and consensual performance on the various points of the specifications.*
  - *AEM electrolysis: a fast-advancing technology, corresponding to the specifications of the study and presenting an interesting potential for emergence.*
  - *SOE electrolysis, for which the project managers have interesting cross-disciplinary knowledge and which operates on a different regime from other technologies.*
- *On carbon-based technologies:*
  - *SMR + CCUS: the study's benchmark, as the overwhelming majority of the world's hydrogen is still produced using this technology.*
  - *Hydrothermal gasification of effluent (SCWG), which seems to be making rapid progress and offers interesting features in terms of the broad acceptability of inputs.*
  - *MP: Thermal or plasma methane pyrolysis enables hydrogen production without the use of water and brings*

- Gazéification hydrothermale des effluents (SCWG), qui semble montrer une progression rapide et des caractéristiques intéressantes vis-à-vis de la large acceptabilité des intrants.
- MP : Pyrolyse du méthane thermique ou plasma qui permet la production d'hydrogène sans utilisation d'eau et apporte un avantage indéniable quant à la forme du carbone pour le CCUS.

Les technologies « annexes » (WGS, ATR, GHR, éventuellement PCHC) seront utilisées comme blocs additionnels des procédés retenus, dans le but d'établir une performance maximale et d'optimiser les flux (matière, énergétique, environnementales).

Un tableau synoptique des procédés analysés a été réalisé et reprend les principales informations en termes de flux (intrants, sortant, énergie).

*an undeniable advantage in the form of carbon for CCUS.*

*Additional technologies (WGS, ATR, GHR, possibly PCHC) will be used as additional building blocks of the selected processes, with the aim of establishing maximum performance and optimizing flows (material, energy, environmental).*

*A summary table of the processes analysed has been drawn up, showing the main information in terms of flows (inputs, outputs, energy).*

Features		Unit	AE	HTG	SMR	PEME	AEME	SOE	POxM	DRM	MORMR	CHTG/WGS	PCHC	SCWG	D/CWTD	ATR	GHR	MP	
Conversion energy	Electric		■			■	■	■				■	■	■					■
	Thermal			■	■			■	■	■	■	■	■	■	Sol.	■	■	■	■
Possible inputs + Purity	HO <sub>2</sub> liq		■			■	■					■	■	S.Crt					
	HO <sub>2</sub> gas			■	■							■	■		■	■	■	■	
	Air			■	■				■			■	■				■		
	O <sub>2</sub>								■			■	■				■		
	CH <sub>4</sub>				■				■	■	■	■	■				■		■
	GN				■							■	■						
	Other HC			■						CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	■	■						
	Effluents			■								■	■	■					
	Catal.		■	■	■	■	■	■	■		M.Ox	■	■	■	■				■
			■	■	■	■	■	■	■			■	■	■	■				■
Possible products + Content	H <sub>2</sub>		■					■	■	■	■	■	■	■			■	■	■
	C			■	■				■	■		■	■				■	■	■
	CO			■	■				■	■	■	■	■	■			■	■	
	CO <sub>2</sub>			■	■				■	■	■	■	■	■			■	■	
	H O <sub>2</sub>			■	■				■			■	■	■			■	■	
	CH <sub>4</sub>				■							■	■	■			■	■	
	Other		O <sub>2</sub>			O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>				■	■	■	CxHy	O <sub>2</sub>			
Estimated TRL	/	10	10	10	10	10 <sup>-</sup>	5-7	10	10	5-7	10	7-9	7-8	3-5	10	10	7-8*		

## Phase 2 : Analyse approfondie des procédés

### Approche globale

L'analyse approfondie inclut, pour chaque procédé :

- Une modélisation technique constituée de :
  - la conception simplifiée du procédé (opérations unitaires et technologies) type PFD
  - le dimensionnement des équipements
  - le bilan matière et énergétique
- l'évaluation économique des OPEX et CAPEX
- l'évaluation de l'impact environnemental (bilan des émissions de gaz à effet de serre)
- l'évaluation à 3 capacités de production différentes :
  - 1 kg(H<sub>2</sub>)/h : Alimentation d'une petite flotte de véhicule hydrogène (environ 50 kW)
  - 100 kg(H<sub>2</sub>)/h : Installation intermédiaire (environ 5MW)
  - 10000 kg(H<sub>2</sub>)/h : Installation industrielle pour l'hydrogène en tant que matière (pétrochimie) (environ 500 MW)

Afin d'établir un socle équitable de calcul entre les technologies, ceux-ci sont définis selon un PFD individuel d'un niveau de détail équivalent. Les équipements qui sont définis dans les PFD ont tous été dimensionnés en fonction des mêmes critères de performances techniques, économiques et environnementaux, tout comme les données thermodynamiques.

### Bilan technique

En mode relatif, c'est-à-dire en considérant les résultats par kg(H<sub>2</sub>)/h installé, le changement d'échelle n'inclut pas l'influence que celui-ci peut avoir sur le bilan énergétique. Ainsi, le comparatif d'un procédé à l'autre est applicable de la même manière à 1kg/h comme à 10000kg/h, dans notre cas et selon les hypothèses de travail sélectionnée dans cette étude.

Bien évidemment, le changement d'échelle d'une installation de production est souvent accompagné d'un changement de technologie pour les équipements. Ce changement peut amener un gain en termes de performances sur l'opération unitaire considérée, et dans ce cas présente une variation du bilan énergétique. Il est toutefois très complexe d'inclure et mettre en équation ces variations.

On peut ainsi, qualitativement, considérer que :

- à 1kg/h (50 kW), les résultats sont optimistes, du fait que les équipements considérés n'ont probablement pas les performances calculés dans l'étude, du fait de leur taille très petite
- à 10000 kg/h (500 MW), les résultats réels, comparativement aux calculs théoriques réalisés, pourraient présenter une optimisation (scénario légèrement pessimiste)

Néanmoins, le tableau ci-dessous reprend les résultats énergétiques principaux (absolu et relatif vs. AE) et la figure présente les valeurs en absolu.

## Phase 2: In-depth process analysis

### Global approach

The in-depth analysis includes, for each process:

- A technical model consisting of :
  - simplified PFD-type process design (unit operations and technologies)
  - equipment sizing
  - material and energy balance
- economic evaluation of OPEX and CAPEX
- environmental impact assessment (greenhouse gas emissions)
- evaluation at 3 different production capacities:
  - 1 kg(H<sub>2</sub>)/h: Powering a small fleet of hydrogen-powered vehicles (approx. 50 kW)
  - 100 kg(H<sub>2</sub>)/h : Intermediate plant (approx. 5MW)
  - 10000 kg(H<sub>2</sub>)/h: Industrial plant for hydrogen as a feedstock (petrochemicals) (approx. 500 MW)

In order to establish an equitable basis for calculation between technologies, these are defined according to an individual PFD with an equivalent level of detail. The equipment defined in the PFDs has all been sized according to the same technical, economic and environmental performance criteria, as have the thermodynamic data.

### Technical review

In relative mode, i.e. considering the results per kg(H<sub>2</sub>)/h installed, the change of scale does not include the influence it may have on the energy balance. Thus, the comparison between one process and another is equally applicable to both 1kg/h and 10,000kg/h, in our case and according to the working hypotheses selected in this study.

Naturally, when a production plant is scaled up, a change in equipment technology is often involved. This change can bring a gain in terms of performance for the unit operation under consideration, and in this case presents a variation in the energy balance. It is, however, very complex to include and equate these variations.

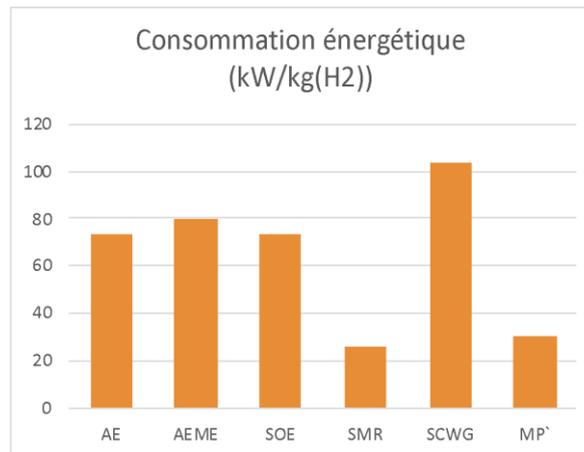
We can therefore qualitatively consider that :

- at 1kg/h (50 kW), the results are optimistic, as the equipment considered is unlikely to have the performance calculated in the study, due to its very small size.
- at 10,000 kg/h (500 MW), actual results, compared with theoretical calculations, could be optimized (slightly pessimistic scenario)

Nevertheless, the table below shows the main energy results (absolute and relative vs. AE) and the figure shows the absolute values.

**Tableau 4 : Bilan énergétique et technique des 6 procédés (RECORD, 2023)**  
**Table 4: Energy and technical balance for 6 processes (RECORD, 2023)**

Process		AE	AEME	SOE	SMR	SCWG	MP
Consumption	kWh/kg(H <sub>2</sub> )	85,1	92,2	91,1	51,4	167,5	40,9
	% vs AE	/	+8%	+7%	-40%	+97%	-52%
Production	kWh/kg(H <sub>2</sub> )	-11,5	-12,4	-17,6	-25,8	-63,7	-10,2
	% vs AE	/	+7%	+52%	+123%	+452%	-11%
<b>Total consumption</b>	kWh/kg(H <sub>2</sub> )	<b>73,6</b>	<b>79,8</b>	<b>73,5</b>	<b>25,7</b>	<b>103,9</b>	<b>30,6</b>
	%vs AE	/	+8%	-0%	-65%	+41%	-58%
Water quantity	kg(H <sub>2</sub> O)/kg(H <sub>2</sub> )	+ 13	+ 13	+ 13	+ 16,9	- 5	#0



**Figure 1 : Résultats compilés du bilan énergétique sur les 6 procédés (RECORD, 2023)**  
**Figure 1: Compiled energy balance results for 6 processes (RECORD, 2023)**

Les procédés base carbone (SMR, MP, mais pas SCWG, hybride carbone-eau) présentent un bilan énergétique plus favorable que les procédés d'électrolyse, qui se tiennent tous dans un ordre de grandeur similaire. Ainsi, sur le plan énergétique, les procédés de SMR+WGS et MP sont les plus compétitifs, avec un aspect plus mature coté SMR+WGS.

*Carbon-based processes (SMR, MP, but not SCWG, carbon-water hybrid) present a more favorable energy balance than electrolysis processes, which are all in a similar order of magnitude. So, in energy terms, SMR+WGS and MP processes are the most competitive, with a more mature aspect on the SMR+WGS side.*

Pour la consommation d'eau, les valeurs indiquent un fort intérêt pour les technologies SCWG et MP, respectivement productrice d'eau (recyclage de l'eau des effluents traités, mais eau qui n'est plus récupérée dans les traitements alternatifs des effluents) et très économe (proche de 0).

*As far as water consumption is concerned, the values show a strong interest in SCWG and MP technologies, which respectively produce water (recycling of treated effluent water, but water no longer recovered in alternative effluent treatments) and are very economical (close to 0).*

#### **Bilan économique**

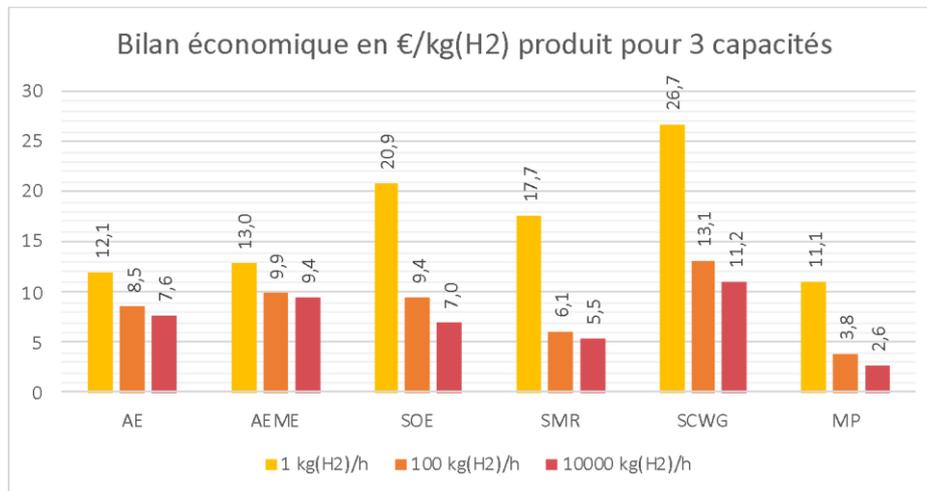
Le tableau ci-dessous reprend les résultats du bilan économique en considérant uniquement le coût de revient ramené à 1 kg d'hydrogène produit (part allouée au CAPEX et à l'OPEX, et TOTAL (CAPEX+OPEX)) et les figures présentent respectivement les valeurs totales et la distribution CAPEX/OPEX. Le temps de fonctionnement considéré est de 8000 h/an.

#### **Economical analysis**

*The table below shows the results of the economic balance sheet, considering only the cost price per 1 kg of hydrogen produced (share allocated to CAPEX and OPEX, and TOTAL (CAPEX+OPEX)), and the figures show the total values and CAPEX/OPEX distribution respectively. The operating time considered is 8,000 h/year.*

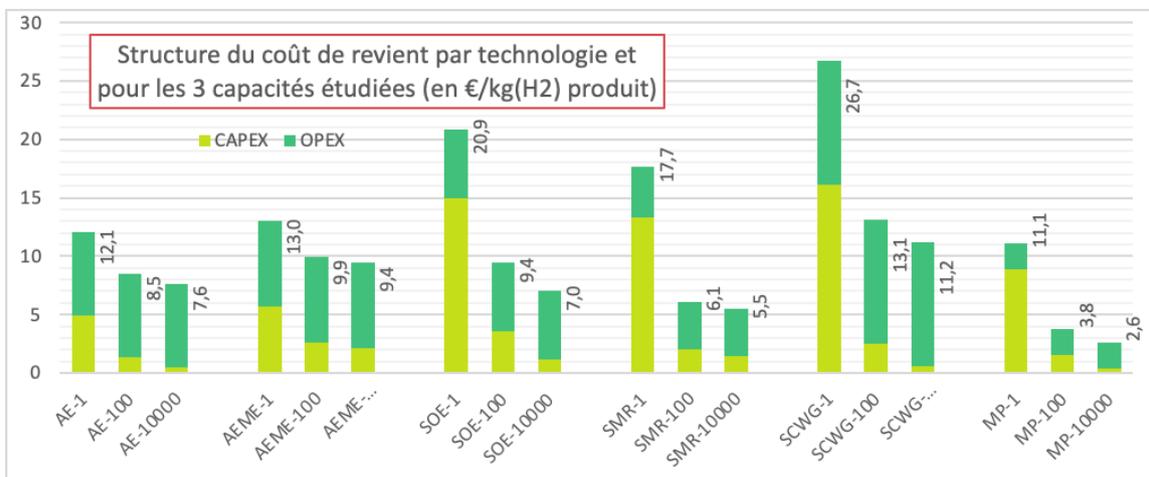
**Tableau 5 : Bilan économique (CAPEX, OPEX, TOTAL) des 6 procédés (en €/kg(H2) produit) (RECORD, 2023)**  
**Table 5 Economic balance (CAPEX, OPEX, TOTAL) for the 6 processes (in €/kg(H2) produced) (RECORD, 2023)**

Capacity	Item	AE	AEME	SOE	SMR	SCWG	MP
1 kg/h	CAPEX	4,950	5,692	14,999	13,353	16,148	8,837
	OPEX	7,121	7,300	5,858	4,322	10,572	2,260
	<b>TOTAL</b>	<b>12,072</b>	<b>12,992</b>	<b>20,857</b>	<b>17,675</b>	<b>26,720</b>	<b>11,097</b>
100 kg/h	CAPEX	1,351	2,613	3,540	2,059	2,550	1,541
	OPEX	7,135	7,313	5,871	4,054	10,572	2,260
	<b>TOTAL</b>	<b>8,486</b>	<b>9,926</b>	<b>9,410</b>	<b>6,113</b>	<b>13,122</b>	<b>3,800</b>
10000 kg/h	CAPEX	0,493	2,101	1,126	1,410	0,579	0,355
	OPEX	7,135	7,314	5,871	4,052	10,572	2,260
	<b>TOTAL</b>	<b>7,629</b>	<b>9,415</b>	<b>6,997</b>	<b>5,462</b>	<b>11,150</b>	<b>2,615</b>



**Figure 2 : Résultats du bilan économique pour les 3 capacités de production, ramené au coût par kg(H2) produit (RECORD, 2023)**

**Figure 2: Economic results for the 3 production capacities, based on cost per kg(H2) produced (RECORD, 2023)**



**Figure 3 : Structure du coût de revient (CAPEX/OPEX) pour les 6 technologies étudiées et les 3 capacités considérées en €/kg(K2) produit (RECORD, 2023)**

**Figure 3: Cost (CAPEX/OPEX) for the 6 technologies studied and the 3 capacities considered in €/kg(K2) produced (RECORD, 2023)**

On constate des résultats du tableau et des figures que chaque technologie présente :

- Un coût d'investissement (CAPEX) décroissant avec la capacité de production, qui s'explique par l'effet d'échelle sur le prix des équipements. La décroissance est nettement plus forte de 1 à 100 kg/h (30 à 50%) que de 100 à 10.000 kg/h (10 à 20%).
- Un coût de fonctionnement (OPEX) stable, avec l'hypothèse que les coûts des énergies, eau, etc. ne sont pas corrélés à la taille de l'abonnement. Dans la réalité, il existe sur ces coûts un effet d'échelle mais il reste mineur par rapport aux CAPEX. De plus, l'étude ne prend pas en considération le coût du personnel, qui présente également un effet d'échelle important. Toutefois, ces phénomènes étant similaires à tous les procédés, on peut considérer que l'étude comparative n'en est pas impactée significativement.
- Un comportement asymptotique lié à la diminution de la part des CAPEX par rapport aux OPEX. Pour chaque technologie, l'asymptote est atteinte à la valeur de l'OPEX (stable).
- Le coût de revient baisse rapidement avec la capacité de production. Cette baisse est d'autant plus rapide que la part des CAPEX (dans les conditions initiales de l'étude) est grande.

The results of the table and figures show that each technology presents :

- Investment costs (CAPEX) decrease with production capacity, due to the effect of scale on equipment prices. The decrease is much greater from 1 to 100 kg/h (30 to 50%) than from 100 to 10,000 kg/h (10 to 20%).
- A stable operating cost (OPEX), on the assumption that the costs of energy, water, etc. are not correlated with the size of the subscription. In reality, there is an effect of scale on these costs, but it remains minor compared with CAPEX. In addition, the study does not take into account the cost of personnel, which also has a significant effect of scale. However, as these phenomena are similar for all processes, the comparative study is not significantly affected.
- Asymptotic tendency related to the reduction in the proportion of CAPEX to OPEX. For each technology, the asymptote is reached at the OPEX value (stable).
- Cost price falls rapidly with production capacity. The greater the proportion of CAPEX (in the initial conditions of the study), the faster the decline.
- The cost price calculated here is, in absolute terms and for the majority of cases, not competitive with the selling price

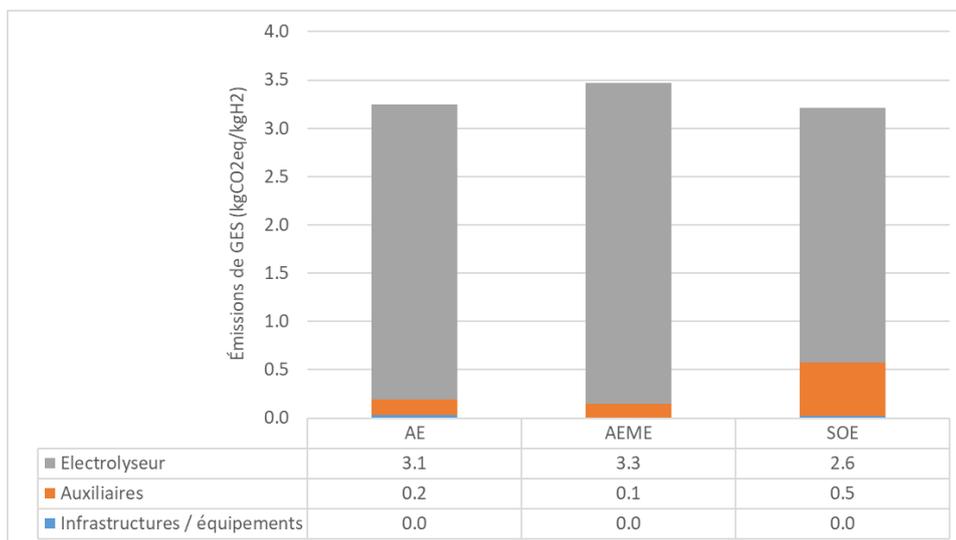
- Le coût de revient ici calculé est, dans l'absolu et pour une majorité des cas, non compétitif par rapport au prix de vente que le marché annonce comme acceptable (2 à 6 €/kg(H<sub>2</sub>), en fonction des applications et de l'état de l'Hydrogène (pureté, pression, contenant, ...)) mais l'intérêt est dans la comparaison.
- La sensibilité à la taille de l'installation est plus petite pour les technologies qui fonctionnent en stack, car on va essentiellement dupliquer des cellules alors que par exemple le redresseur peut lui augmenter en puissance. C'est pour cela que les électrolyses à basse température sont moins sensibles à la capacité.
- Concernant la SOE, la sensibilité est supérieure du fait de la contribution plus importante des équipements permettant des économies d'échelle (compresseur, échangeurs) par rapport au stack lui-même.
- Les valeurs obtenues à capacité de production attendue par le marché (>1t/h) se rapprochent de l'ordre de grandeur du prix du marché, mais restent pour certaines relativement éloignées. Il faut cependant être prudent pour en tirer des conclusions définitives car il y a de fortes incertitudes sur les autres paramètres.
- A contrario, des procédés comme la pyrolyse du méthane atteignent des valeurs très faibles. Cela peut également être lié à l'incertitude de mesure, cette fois comparativement plus faible puisque la MP est plus sobre et simple à simuler. Mais la MP est plus sensible au prix du gaz naturel.

## Bilan environnemental

### Électrolyses

Les procédés d'électrolyse se basent sur une source non carbonée : l'hydrogène provient de l'eau. Dans ce cas, il n'est évidemment pas question d'émissions directes de GES mais plutôt émissions indirectes, liées aux consommations d'énergie permettant la réaction d'électrolyse.

Les émissions de GES pour les trois procédés d'électrolyse sont présentées dans la figure ci-dessous.



**Figure 4 : Bilan des émissions de GES des procédés d'électrolyse (RECORD, 2023)**  
**Figure 4: GHG emissions from electrolysis processes (RECORD, 2023)**

Dans tous les cas, la principale contribution provient de l'électrolyseur et en particulier de la consommation d'électricité de ce dernier. Cette contribution est, de manière relative, moindre pour le SOE comparé à l'AE et l'AEME, bien que les consommations auxiliaires viennent compenser cette différence. Les bilans énergétiques étant proches pour les trois électrolyses, les émissions de GES sont également similaires.

*that the market announces as acceptable (2 to 6 €/kg(H<sub>2</sub>), depending on the applications and the state of the Hydrogen (purity, pressure, container, etc.)), but the interest lies in the comparison.*

- *Sensitivity to plant size is lower for stack technologies, as cells will essentially be duplicated, whereas the rectifier, for example, can increase in power. This is why low-temperature electrolysis is less sensitive to capacity.*
- *In the case of SOE, sensitivity is higher due to the greater contribution of equipment enabling economies of scale (compressors, exchangers) compared to the stack itself.*
- *The values obtained at the production capacity expected by the market (>1t/h) are close to the order of magnitude of the market price, but some are still relatively far off. However, we must be cautious before drawing any definitive conclusions, as there is considerable uncertainty surrounding the other parameters.*
- *In contrast, processes such as methane pyrolysis achieve very low values. This may also be related to measurement uncertainty, which is comparatively lower in this case since MP is relatively simpler to simulate. However, MP is more sensitive to the price of natural gas.*

## Environmental analysis

### Electrolysis

*Electrolysis processes are based on a non-carbon source: hydrogen comes from water. In this case, we're obviously not talking about direct GHG emissions, but rather indirect emissions related to the energy production required for the electrolysis reaction.*

*GHG emissions for the three electrolysis processes are shown in the figure below.*

*In all cases, the main contribution comes from the electrolyzer, and in particular its electricity consumption. In relative terms, this contribution is lower for SOE than for AE and AEME, although this difference is offset by auxiliary consumption. As energy balances are similar for all three electrolysis processes, GHG emissions are also similar.*

Une légère différence peut être observée : le résultat varie entre 3.2 et 3.5 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. L'écart n'est toutefois pas suffisant pour conclure sur un classement entre les procédés. En outre, les données relatives à l'AEME et le SOE sont associées à un niveau d'incertitude relativement élevé car ces procédés ne sont aujourd'hui pas déployés à grande échelle. Les données associées à l'AE ont également une incertitude non négligeable, bien que ce procédé soit mieux documenté à ce jour.

D'un point de vue des émissions de GES, il n'y a donc pas de procédé d'électrolyse plus favorable qu'une autre pour la production de dihydrogène.

Dans le cas où l'hydrogène se substituerait à de l'énergie fossile, il permettrait d'éviter 11 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. L'évitement total, avec les procédés d'électrolyse, est d'environ 7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Si l'alternative à l'utilisation intermittente est l'arrêt de la production renouvelable (par exemple on arrête les éoliennes), alors l'impact réel de cette consommation électrique est même nul et l'évitement total est proche de 11 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.

Une limite dans l'utilisation de ce procédé est l'intermittence de la source d'électricité. Si, pour éviter cette intermittence et donc les phases de démarrage / redémarrage du procédé, on a recours à l'électricité du réseau, le bilan des trois procédés se dégrade fortement (à 50% d'électricité d'origine fossile, les émissions dépassent 15 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>).

### Procédés base carbone

Le point commun de ces procédés est l'origine de l'hydrogène : une source carbonée. Dans le cas du reformage du gaz naturel à la vapeur d'eau et de la pyrolyse du méthane, cette source est le méthane (⇔ gaz naturel) d'origine fossile. La gazéification, quant à elle, se base sur des effluents carbonés, d'origine biogénique.

Les émissions de GES pour les trois procédés carbonés (avec un mix électrique renouvelable) sont présentées dans la figure ci-dessous.

*A slight difference can be observed: the result varies between 3.2 and 3.5 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. However, the difference is not sufficient to conclude on a ranking between the processes. In addition, the data for AEME and SOE are associated with a relatively high level of uncertainty, as these processes are not currently deployed on a large scale. Data associated with AE also have a non-negligible uncertainty, although this process is better documented to date.*

*From a GHG emissions point of view, no electrolysis process is more favorable than another for dihydrogen production.*

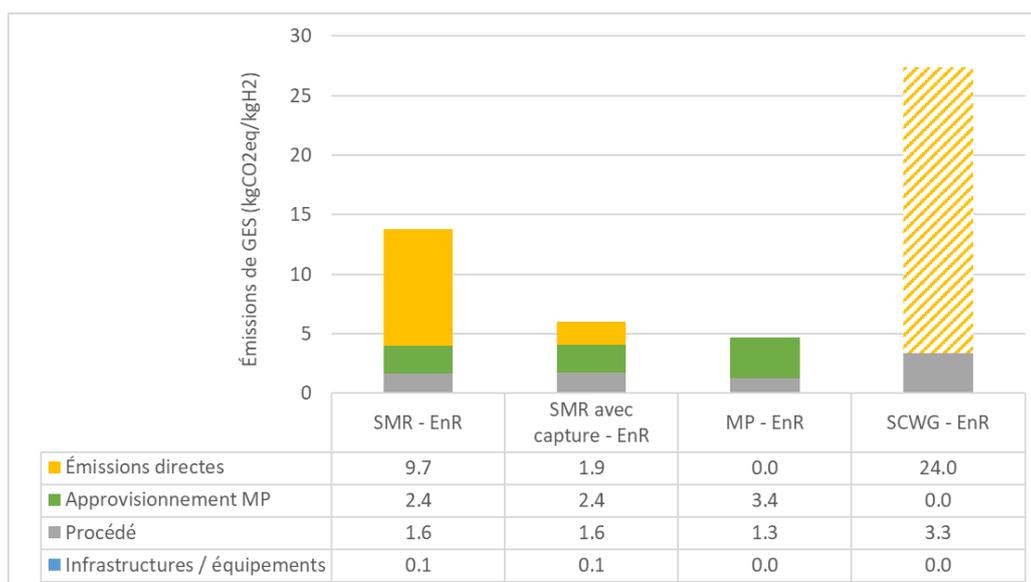
*If hydrogen were to replace fossil fuels (power-to-gas-to-power usage), it would save 11 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Total avoidance, with electrolysis processes, is around 7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. If the alternative to intermittent use is to shut down renewable production (e.g. wind turbines), then the real impact of this electricity consumption is even zero, and the total avoidance is close to 11 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.*

*One limitation of this process is the intermittency of the electricity source. If grid electricity is used to avoid this intermittency, and thus the start-up and restart phases of the process, the balance sheet for the three processes deteriorates sharply (at 50% fossil electricity, emissions exceed 15 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>).*

### Carbon-based processes

*What these processes have in common is the origin of the hydrogen: a carbon source. In the case of steam reforming of natural gas and methane pyrolysis, this source is methane (⇔ natural gas) of fossil origin. Gasification, on the other hand, is based on carbonaceous effluents of biogenic origin.*

*GHG emissions for the three carbon-based processes (with a renewable electricity mix) are shown in the figure below.*



**Figure 5 : Bilan des émissions de GES des procédés « carbonés » innovants et de référence de production de dihydrogène (RECORD, 2023)**

**Figure 5: GHG emissions balance for innovative and reference "carbon-based" dihydrogen production processes (RECORD, 2023)**

**Rappel 1 :** Les émissions directes de la gazéification (SCWG) sont hachurées et ne sont pas prises en compte car elles auraient de toute façon lieu dans un autre traitement des effluents.

**Rappel 2 :** On considère pour la pyrolyse du méthane (MP) le cas de base d’approvisionnement en gaz naturel actuel français ainsi qu’un stockage / utilisation du carbone pyrolytique qui n’entraîne pas d’émissions significatives.

**Reminder 1:** Direct emissions from gasification (SCWG) are hatched and not taken into account, as they would occur anyway in another effluent treatment process.

**Reminder 2:** For methane pyrolysis (MP), we consider the base case of current French natural gas supply, as well as pyrolytic carbon storage/utilization that does not lead to significant emissions.

On retrouve alors le classement suivant (en commençant par le procédé le moins émetteur de GES)

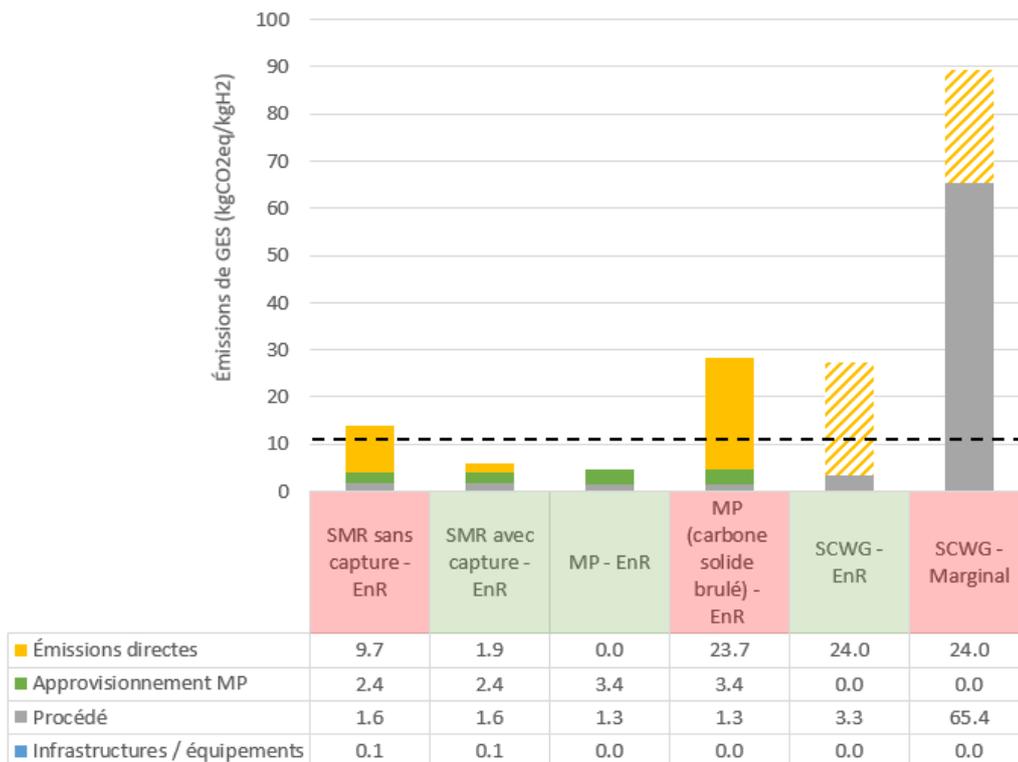
1. **SCWG-EnR et MP-EnR**

- SCWG-EnR : Lorsqu’on utilise la gazéification comme stockage du surplus d’énergie renouvelable ce procédé génère l’émission d’environ 3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Un tel fonctionnement demanderait un stockage des flux d’effluents le temps d’avoir une énergie renouvelable accessible.
  - MP : A condition que le stockage et/ou l’utilisation du carbone pyrolytique n’affecte pas le bilan GES du procédé, ce procédé génère moins de 5 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Si le carbone solide est brûlé, il générerait 24 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> et le procédé ne serait plus pertinent.
2. **SMR-EnR avec capture des émissions :** Avec capture des émissions à la cheminée, le procédé de SMR génère environ 7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.
3. **SMR-EnR sans capture**
- SCWG : Bien que permettant d’éviter le traitement des effluents, ce procédé est basé sur une consommation d’électricité élevée et son bilan GES est très élevée par rapport aux autres procédés : environ 65 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.
  - SMR sans capture : Sans capture, ce procédé génère environ 14 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.

This gives us the following ranking (starting with the process with the lowest GHG emissions)

1. **SCWG-EnR and MP-EnR**

- SCWG-EnR: When gasification is used to store surplus renewable energy, the process generates emissions of around 3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Such an operation would require storage of effluent streams until renewable energy becomes available.
  - MP: Provided that the storage and/or use of pyrolytic carbon does not affect the GHG balance of the process, this process generates less than 5 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. If the solid carbon is burnt, it would generate 24 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> and the process would no longer be relevant.
2. **SMR-EnR with emissions capture:** With stack emissions capture, the SMR process generates around 7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.
3. **SMR-EnR without capture**
- SCWG: Although this process avoids the need for effluent treatment, it is based on high electricity consumption and its GHG footprint is very high compared with other processes: around 65 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.
  - SMR without capture: Without capture, this process generates approximately 14 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.



Favourable process / Unfavourable process / - - - Limit between favourable and unfavourable results

Figure 6 : Bilan conclusif pour les procédés « carbonés » de production de dihydrogène (RECORD, 2023)  
 Figure 6: Conclusive balance for carbon-based dihydrogen production processes (RECORD, 2023)

Globalement les procédés carbonés ne sont potentiellement pertinents pour le bilan changement climatique que si le carbone n'est pas émis (MP : carbone solide stocké ou en substitution et SMR : CO<sub>2</sub> capturé) et qu'une large part d'électricité renouvelable est utilisée (en particulier pour le SCWG).

### Bilan global

Tous les procédés innovants ont la capacité d'être pertinents du point de vue environnemental pour le stockage des surplus de production d'électricité. Cette capacité ne devient réalité que si les conditions sont réunies :

- Pour tous les procédés : l'électricité provient en large partie d'un mix électrique renouvelable (pas ou peu de recours aux énergies fossiles)
- Pour le SMR et le MP, l'approvisionnement du méthane a un impact réduit (pertes de méthane à fort PRG, autoconsommation pour le transport).
- Pour le SCWG, les effluents sont stockés lorsque l'énergie renouvelable n'est pas disponible.

Vu la difficulté de réalisation des conditions spécifiques pour SMR, MP et SCWG, les électrolyses paraissent plus faciles à mettre en œuvre.

Bien que les trois procédés d'électrolyse aient un bilan GES similaire, ce dernier dépend principalement des consommations d'énergie en jeu : le principal levier discriminant entre les procédés innovants et le procédé de référence va donc être l'évolution des rendements et des efficacités des électrolyseurs.

La figure ci-dessous montre les émissions de GES associées à chaque procédé. Le point minimum correspond aux émissions lorsque le procédé tourne grâce à de l'électricité d'origine renouvelable. Le maximum correspond aux émissions avec un mix marginal fossile. L'encadré blanc montre la part d'électricité renouvelable dans le mix à partir duquel il y a un bénéfice environnemental.

Plus le procédé consomme de l'électricité, plus l'écart entre le maximum et le minimum est élevé (exemple : les électrolyses et le SCWG).

Overall, carbon-based processes are only potentially relevant for the climate change balance if carbon is not emitted (MP: solid carbon stored or substituted and SMR: CO<sub>2</sub> captured) and a large proportion of renewable electricity is used (particularly for SCWG).

### Summary

All innovative processes have the potential to be environmentally relevant for the storage of surplus electricity production. This potential can only be realized if the following conditions are met:

- For all processes: most electricity comes from a renewable mix (little or no use of fossil fuels).
- For SMR and MP, methane supply has a reduced impact (losses of high-GWP methane, self-consumption for transport).
- For SCWG, effluent is stored when renewable energy is not available.

Given the difficulty of achieving specific conditions for SMR, MP and SCWG, electrolysis seems easier to implement.

Although the three electrolysis processes have a similar GHG balance, this depends mainly on the energy consumption involved: the main discriminating factor between the innovative processes and the reference process will therefore be the evolution of electrolyser yields and efficiencies.

The figure below shows the GHG emissions associated with each process. The minimum point corresponds to emissions when the process runs on electricity from renewable sources. The maximum corresponds to emissions with a marginal fossil fuel mix. The white box shows the share of renewable electricity in the mix at which there is an environmental benefit.

The more electricity the process consumes, the greater the difference between maximum and minimum (e.g. electrolysis and SCWG).

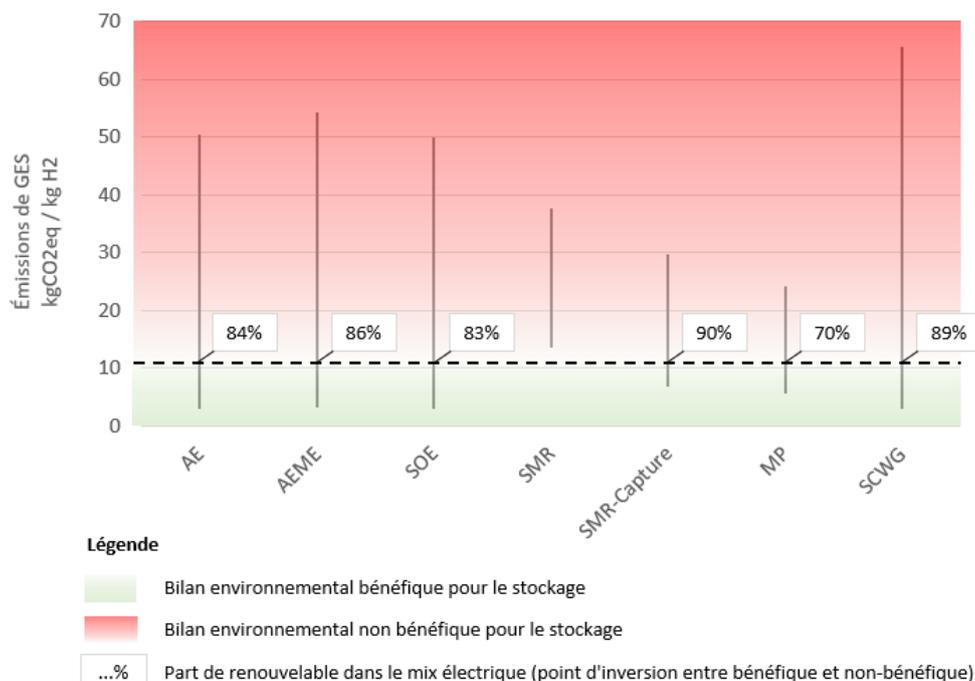


Figure 7 : Pertinence relative des procédés de production de dihydrogène en vue de substituer de l'électricité d'origine fossile (RECORD, 2023)

Figure 7: Relative relevance of dihydrogen production processes for substituting fossil electricity (RECORD, 2023)

**Tableau 6 : Part d'énergie renouvelable limite pour garder un bénéfice environnemental pour chaque scénario (RECORD, 2023)**

**Table 6: Share of renewable energy required to maintain environmental benefits for each scenario (RECORD, 2023)**

	Percentage (%) of renewable energy in the electricity mix										
	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
	GHG emissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kgH <sub>2</sub> ) – balance positive/negative contribution										
<b>AE</b>	16.1	13.8	11.4	9.1	6.7	4.4	2.0	-0.3	-2.7	-5.0	-7.4
<b>AEME</b>	18.1	15.6	13.0	10.5	8.0	5.5	2.9	0.4	-2.1	-4.6	-7.2
<b>SOE</b>	15.8	13.5	11.1	8.8	6.5	4.2	1.8	-0.5	-2.8	-5.1	-7.5
<b>SMR</b>	14.9	13.7	12.5	11.4	10.2	9.0	7.8	6.7	5.5	4.3	3.1
<b>SMR-Capture</b>	7.6	6.5	5.3	4.2	3.1	2.0	0.8	-0.3	-1.4	-2.5	-3.7
<b>MP</b>	4.3	3.4	2.5	1.6	0.7	-0.2	-1.1	-2.0	-2.9	-3.8	-4.7
<b>SCWG</b>	23.7	20.6	17.5	14.4	11.3	8.2	5.1	2.0	-1.1	-4.2	-7.4

En conclusion :

- Les électrolyses sont pertinentes pour le stockage des surplus de production d'électricité et en particulier, les électrolyses innovantes pourraient permettre une réduction des émissions de GES si les rendements associés augmentent. Dans tous les cas, le mix électrique doit être majoritairement renouvelable (> 85%) pour observer ce bénéfice (donc arrêt des installations quand l'offre d'électricité est faible par rapport à la demande).
- La gazéification des effluents ne serait un procédé pertinent que s'il est une forme de stockage des surplus de production d'électricité, tout comme les électrolyses et que pendant les périodes de non-disponibilité de l'énergie renouvelable, on stocke de grandes quantités d'effluents.
- La pyrolyse du méthane permet également un bénéfice environnemental par rapport à une production d'électricité d'origine fossile si l'approvisionnement en méthane est peu impactant et que le carbone solide produit n'est pas transformé en CO<sub>2</sub>. Ce procédé est relativement décorrélé de la production d'électricité (par rapport aux autres procédés) : si les 2 conditions ci-dessus sont remplies, le bénéfice est observé tant que le recours aux énergies fossiles pour l'électricité est sous la barre des 30%.

### **Analyses de sensibilité**

#### **Prix de l'électricité**

Le prix de l'électricité exerce une influence très forte sur les résultats de l'étude, du fait de la dépendance forte de certaines technologies en cette nature énergétique.

Dans le cas d'une faible demande, le prix de l'électricité est relativement plus faible et à l'inverse, il est plus élevé lors des pics de demande. Lors de ces pics de demande, le système électrique a principalement recours aux centrales au gaz naturel (donc aux énergies fossiles) qui sont facilement pilotables. Lors des creux de demande, le mix électrique peut reposer davantage sur des énergies décarbonées tel que les énergies renouvelables. Le prix de l'électricité est alors corrélé avec la composition du mix électrique et en particulier la dernière énergie mise en place pour la production de l'électricité (mix marginal).

Les figures ci-dessous résument les résultats pour une capacité de production de 1, 100, 10000 kg(H<sub>2</sub>)/h respectivement et des prix d'électricité variant de 0 à 600 €/MWh.

*In conclusion:*

- *Electrolysis is relevant for the storage of surplus electricity production and, in particular, innovative electrolysis could help reduce GHG emissions if the associated yields increase. In all cases, the electricity mix must be predominantly renewable (>85%) to observe this benefit (i.e. installations must be shut down when electricity supply is low in relation to demand).*
- *Effluent gasification would only be a relevant process if, like electrolysis, it is a form of storage for surplus electricity production, and if large quantities of effluent are stored during periods when renewable energy is unavailable.*
- *Methane pyrolysis also offers an environmental benefit compared with fossil-fuel electricity generation, provided that the methane supply is low-impact and the solid carbon produced is not converted into CO<sub>2</sub>. This process is relatively uncorrelated with electricity production (compared with other processes): if the above 2 conditions are met, the benefit is observed as long as the use of fossil fuels for electricity is below 30%.*

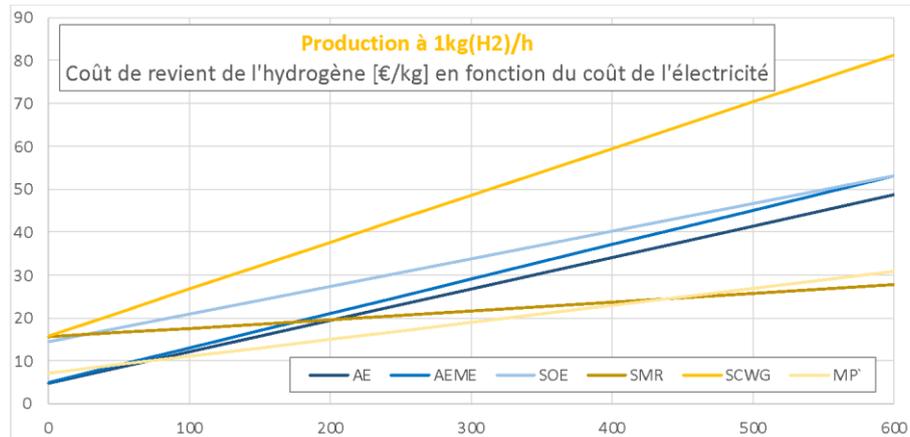
### **Sensitivity analysis**

#### **Electricity price**

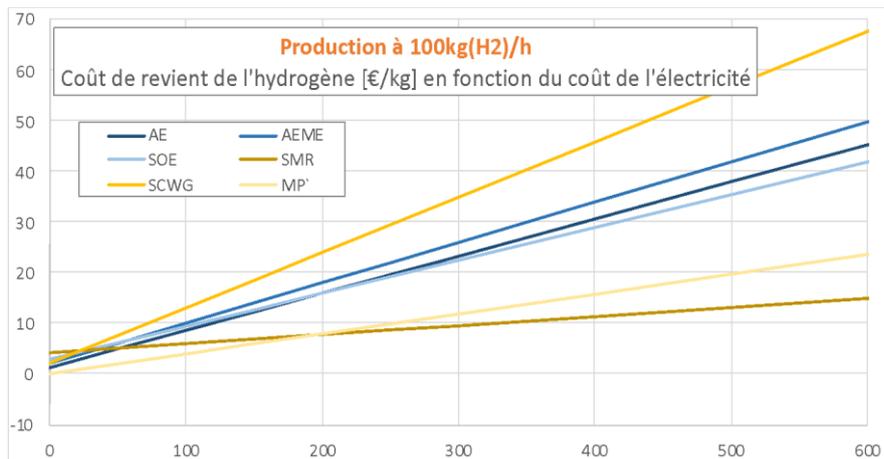
*The price of electricity has a very strong influence on the results of the study, due to the high dependence of certain technologies on this type of energy.*

*In the case of low demand, the price of electricity is relatively lower, and conversely, it is higher during peaks in demand. During these peaks, the power system relies mainly on natural gas-fired power plants (i.e. fossil fuels), which are controllable. When demand is low, the electricity mix may rely more on decarbonized energies, such as renewables. The price of electricity is then correlated with the composition of the electricity mix, and in particular with the most recent energy used to generate electricity (marginal mix).*

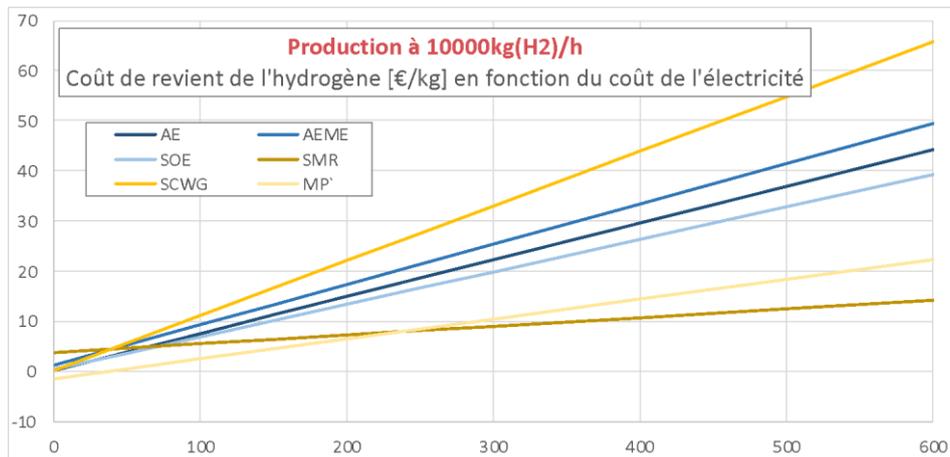
*The figures below summarize the results for production capacities of 1, 100 and 10,000 kg(H<sub>2</sub>)/h respectively, and electricity prices ranging from 0 to 600 €/MWh.*



**Figure 8 : 1 kg(H2)/h – Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité (RECORD, 2023)**  
**Figure 8: 1 kg(H2)/h - Evolution of the cost of hydrogen as a function of the price of electricity (RECORD, 2023)**



**Figure 9 : 100 kg(H2)/h – Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité (RECORD, 2023)**  
**Figure 9: 100 kg(H2)/h - Evolution of the cost of hydrogen as a function of the price of electricity (RECORD, 2023)**



**Figure 10 : 10000 kg(H2)/h – Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité (RECORD, 2023)**  
**Figure 10: 10000 kg(H2)/h - Evolution of the cost price of hydrogen as a function of the price of electricity (RECORD, 2023)**

#### **Prix du méthane**

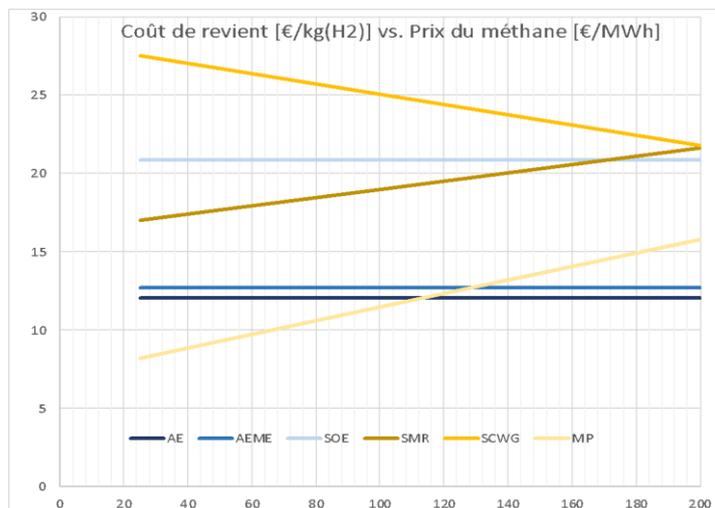
L'instabilité géopolitique récente (2022) a montré ses effets potentiels sur les prix ; le méthane présente une évolution tarifaire sensible et qui, selon certaines perspectives, semble tendre préférentiellement vers une poursuite de la déstabilisation du marché.

Cette analyse de sensibilité montre l'influence d'une variation du coût du méthane, en supposant que le prix de l'électricité n'est pas affecté car il s'agit d'électricité renouvelable excédentaire.

#### **Methane price**

Recent geopolitical instability (2022) has shown its potential effects on prices; methane prices are changing significantly and, according to some forecasts, seem to be tending towards further market destabilization.

This sensitivity analysis shows the influence of a variation in the cost of methane, assuming that the price of electricity is unaffected because it is surplus renewable electricity.



**Figure 11 : Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix du méthane (RECORD, 2023)**  
**Figure 11 Evolution of hydrogen costs as a function of methane prices (RECORD, 2023)**

On observe qu'à bas coût du méthane, la MP est la plus compétitive des technologies avec un coût de revient de l'ordre de 30% moins élevé que pour l'AE, et moitié moins que le SMR. Dès lors que le coût du méthane dépasse 110-130€/MWh, on constate que l'ordre s'inverse : les électrolyses deviennent moins chères.

Les tendances réelles restent cohérentes par rapport aux valeurs considérées dans cette analyse de sensibilité. A titre d'exemple, les statistiques en Europe en 2022, montrent que le coût, malgré la situation politique, est en moyenne de 95 €/MWh.

**Prix de l'eau**

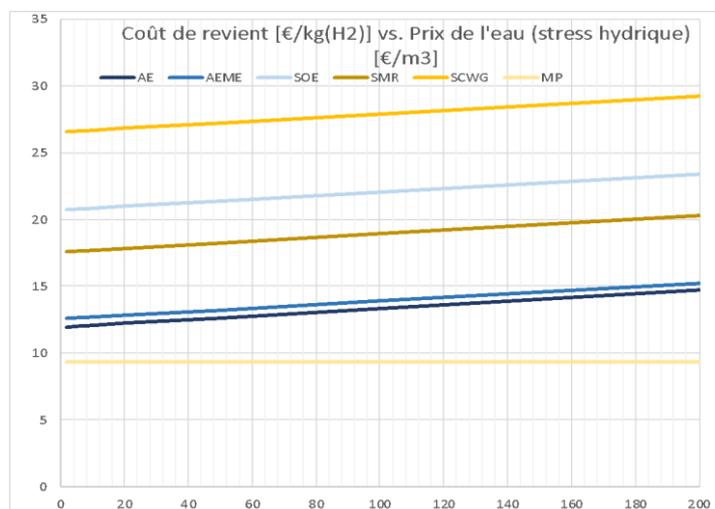
Cette analyse de sensibilité montre l'influence d'une variation du coût de l'eau, matière première essentielle pour les électrolyses.

*At low methane costs, MP is the most competitive technology, with a cost of around 30% less than AE, and half that of SMR.*

*Once the cost of methane exceeds €110-130/MWh, the order reverses: electrolysis becomes less expensive. Actual trends remain consistent with the values considered in this sensitivity analysis. For example, statistics for Europe in 2022 show that, despite the political situation, the average cost is €95/MWh.*

**Water price**

*This sensitivity analysis shows the influence of a variation in the cost of water, an essential raw material for electrolysis.*



**Figure 12 : Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'eau (corrélation avec le stress hydrique) (RECORD, 2023)**  
**Figure 12 Evolution of the cost of hydrogen as a function of the price of water (correlation with water stress) (RECORD, 2023)**

On observe que le coût de revient n'est pas grandement impacté par l'eau, même en considérant une variation très importante (+2000%).

A titre comparatif, pour que le coût de revient de l'hydrogène produit par AE passe de 12 à 13,5€, il faut multiplier le coût de l'eau par 12, quand seulement 20% d'augmentation du coût de l'électricité suffit.

*We can see that the cost price is not greatly impacted by water, even considering a very large variation (+2000%).*

*By way of comparison, for the cost of hydrogen produced per AE to rise from €12 to €13.5, the cost of water would have to be multiplied by 12, whereas only a 20% increase in the cost of electricity would suffice.*

L'évolution du coût de revient de la SCWG devrait, si l'on considère le bilan hydrique, être décroissante. Toutefois, nous n'avons pas considéré de prix de revente de l'eau extraite des effluents utilisés en SCWG car la qualité de l'eau n'est pas connue. De plus, si l'on souhaite intégrer le coût de revente de l'eau, il faudrait alors considérer également les CAPEX et OPEX associés à son traitement pour mise en conformité réglementaire.

Il faut toutefois retenir que la technologie SCWG a un avantage très intéressant dans certaines conditions de produire de l'eau hygiénisée à partir de déchets liquides.

### Durée de fonctionnement annuelle

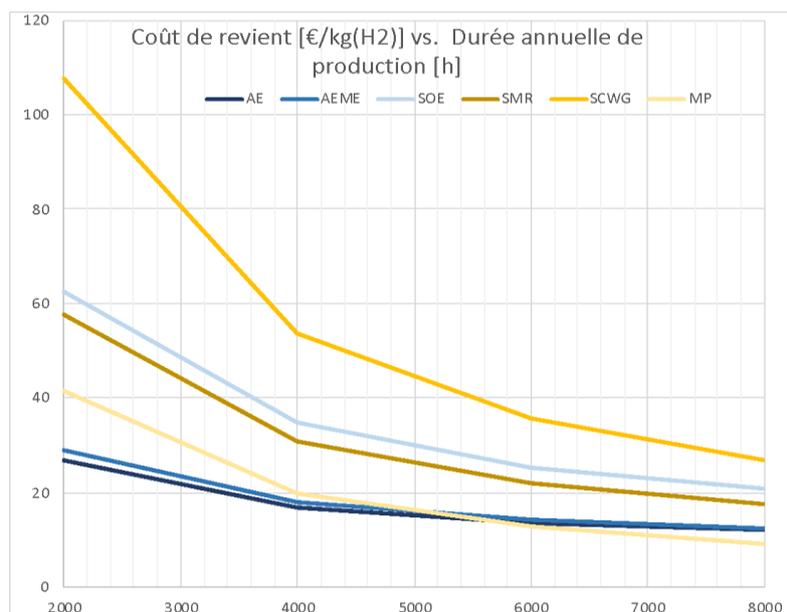
La figure ci-dessous reprend l'évolution du coût de revient en fonction du temps de fonctionnement annuel. Dans l'étude, nous avons considéré une production continue avec apport continu de ressources (matières premières et énergie), soit 8000 h/an, communément admis pour des installations industrielles classiques. Dans la réalité, et en fonction des cas d'approvisionnement considérés (EnR, Power-to-H2, îlotage, stockage d'énergie excédentaire, ...) la durée de fonctionnement peut évoluer grandement, et descendre jusqu'à environ ¼ soit 2000 heures, voire moins dans certains cas (on ne consomme l'électricité que lorsqu'elle devient excédentaire, ou descend en dessous d'un certain prix).

*If we consider the water balance, the cost of SCWG should decrease. However, we have not considered the resale price of the water extracted from the effluent used in SCWG, as the quality of the water is not known. What's more, if we wished to include the cost of reselling the water, we would also have to consider the CAPEX and OPEX associated with treating it to comply with regulations.*

*However, SCWG technology has a very interesting advantage under certain conditions of producing sanitized water from liquid waste.*

### Annual operating time

*The figure below shows the evolution of the cost price as a function of annual operating time. In the study, we considered continuous production with continuous supply of resources (raw materials and energy), i.e. 8,000 h/year, which is commonly accepted for conventional industrial plants. In reality, depending on the type of supply considered (renewable energies, Power-to-H2, islanding, surplus energy storage, etc.), operating time can vary greatly, down to around ¼ or 2,000 hours, or even less in some cases (electricity is only consumed when it becomes surplus, or falls below a certain price).*



**Figure 13 : Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction de la durée de fonctionnement annuelle (RECORD, 2023)**

**Figure 13 Hydrogen cost trend as a function of annual operating time (RECORD, 2023)**

On observe que les électrolyses basses températures sont très compétitives à basse durée annuelle de fonctionnement. C'est à nouveau un effet plus fort sur les technologies à fort CAPEX. Note : ce graphe est à cout d'électricité identique pour toutes les technologies, alors qu'il sera différent si on utilise l'électricité intermittente.

Les basses durées de fonctionnement sont typiquement pour les installations qui utilisent des excédents d'électricité (électrolyses). SMR, SCWG et MP fonctionneraient plus en continu. Les positions entourées sont donc sans doute les plus pertinentes pour la comparaison. On voit que la MP devance le SMR, que les électrolyses AE et AEME coutent près du double de la MP, que le SCWG est plus cher (mais qu'il faut tenir compte du cout de traitement évité des effluents) et que le SOE coute nettement plus cher que toutes les autres technologies à 2000h par an car elle ne convient pas pour de l'intermittence.

*We can see that low-temperature electrolysis is very competitive at low annual operating times. Once again, this effect is stronger for high CAPEX technologies. Note: this graph is based on identical electricity costs for all technologies, whereas it will be different if intermittent electricity is used.*

*Low operating times are typical for plants using surplus electricity (electrolysis). SMR, SCWG and MP would operate more continuously. The circled positions are therefore probably the most relevant for comparison. We can see that MP is ahead of SMR, that AE and AEME electrolysis cost almost twice as much as MP, that SCWG is more expensive (although the cost of avoided effluent treatment must be taken into account) and that SOE is considerably more expensive than all the other technologies at 2000h per year, as it is not suitable for intermittent operation.*

L'évolution présentée ci-dessus est faite en considérant un fonctionnement continu sur la durée annuelle annoncée. Par exemple, dans le cas d'un fonctionnement sur 2000h, il faut traduire que l'installation est en fonctionnement continu pendant une saison, puis s'arrête jusqu'à l'année suivante. L'utilisation d'énergie renouvelable excédentaire pour la production d'hydrogène implique généralement une intermittence de fonctionnement basée sur les instants de production d'énergie électrique (photovoltaïque, éolien, ...). Ainsi, l'installation sera fonctionnelle toute l'année, mais quelques heures par jour ou quelques jours par semaine.

Les technologies étudiées ici n'ont, pour la plupart, pas la faculté d'effectuer des démarrages/arrêts rapides et intempestifs, principalement parce que l'installation considérée nécessite une mise en température. De ce fait, le réel impact de l'intermittence et des cycles de démarrage/arrêt sur le coût de revient et la durée de vie du procédé est très difficile à estimer.

De manière similaire, on peut envisager un maintien en conditions opératoires le temps que l'énergie entrante soit de nouveau disponible (« *idle hot* »). Toutefois, pour un système réel, en fonction de la durée de veille, il pourra être intéressant d'éteindre le système. Ce seuil de durée de veille n'est pas disponible à notre niveau et dépend uniquement de la réalité du procédé. On ne peut donc le considérer quantitativement dans l'étude.

Ainsi, en résumé, l'intermittence est probablement le facteur qui affecte le plus la rentabilité de l'installation, car il impacte directement :

- La distribution OPEX/CAPEX annuel et donc le coût de revient de l'hydrogène
- La durée de vie des installations (bien souvent, les procédés supportent bien plus facilement de fonctionner en continu stable que de démarrer et arrêter de manière régulière)
- Le montant des OPEX lié au maintien thermique et/ou à l'apport d'énergie au démarrage (cas des procédés haute température surtout)

## Conclusions de l'étude

Aucun procédé n'est dominant par rapport à un autre sur chacun des 3 critères analysés (énergétique, économique et environnemental), chacun l'est de manière relative par rapport à un critère étudié. Ainsi, même si le reformage catalytique du gaz naturel à la vapeur d'eau est le plus favorable d'un point de vue énergétique, il est largement défavorable du point de vue environnemental. Toutefois, certaines tendances peuvent être dégagées pour chaque procédé innovant.

Les électrolyses sont globalement similaires sur le plan énergétique et environnemental. A ce jour, les rendements énergétiques sont relativement similaires ce qui entraîne une équivalence du bilan environnemental (directement associé à la quantité d'électricité nécessaire). Si aujourd'hui aucun procédé ne se dégage comme plus favorable, il sera pertinent de suivre l'évolution des rendements car ce paramètre peut être discriminant à la fois sur le point de vue énergétique et environnemental pour un procédé d'électrolyse ou un autre. D'un point de vue économique, l'électrolyse à oxydes solides apparaît, sur base des connaissances actuelles, plus chère que l'EA et l'AEME, principalement en raison d'un CAPEX plus élevé ce qui rend les installations de faible capacités moins rentables et du besoin de montée en température, impliquant des OPEX pré-électrolyse plus conséquents. Le jumelage à une unité industrielle produisant de l'énergie thermique excédentaire permettrait d'améliorer ce point et d'inverser la tendance.

*The trend shown above is based on continuous operation over the stated annual period. For example, in the case of 2000h operation, this means that the plant is in continuous operation for one season, then stops until the following year.*

*The use of surplus renewable energy for hydrogen production generally implies intermittent operation based on the timing of electrical energy production (photovoltaic, wind, etc.). This means that the plant will operate all year round, but for a few hours a day or a few days a week.*

*Most of the technologies studied here do not have the ability to perform rapid, untimely start/stop cycles, mainly because the plant in question requires temperature control. As a result, the real impact of intermittency and start/stop cycles on the cost and lifetime of the process is very difficult to estimate.*

*In a similar vein, it may be possible to maintain operating conditions until incoming energy becomes available again ("idle hot"). However, for a real system, depending on the standby time, it may be worth switching off the system. This standby time threshold is not available at our level and depends solely on the reality of the process. It cannot therefore be considered quantitatively in the study.*

*So, to sum up, intermittency is probably the factor that most affects plant profitability, as it directly impacts:*

- *The annual OPEX/CAPEX distribution and therefore the cost of hydrogen*
- *Plant lifespan (in many cases, processes can withstand stable continuous operation much more easily than regular start-up and shut-down).*
- *OPEX related to thermal maintenance and/or start-up energy (especially for high-temperature processes).*

## Global conclusions

*No single process is more dominant than another in terms of each of the 3 criteria analyzed (energy, economics and environment). For example, although catalytic steam reforming of natural gas is the most favorable from an energy point of view, it is largely unfavorable from an environmental point of view. However, certain trends can be identified for each innovative process.*

*Electrolysis processes are broadly similar in energy and environmental terms. To date, energy yields are relatively similar, which means that the environmental impact (directly associated with the amount of electricity required) is equivalent. While no single process currently stands out as being more favorable, it will be important to monitor the evolution of yields, as this parameter can be a discriminating factor for one electrolysis process or another, from both an energy and environmental point of view. From an economic point of view, based on current knowledge, solid oxide electrolysis appears to be more expensive than EA and AEME, mainly due to a higher CAPEX, which makes low-capacity plants less profitable, and the need for temperature ramp-up, implying higher pre-electrolysis OPEX. Combining the plant with an industrial unit producing surplus thermal energy could improve this situation and reverse the trend. Effluent gasification is generally unfavorable from an energy and economic point of view. Nonetheless, it avoids the need for effluent treatment and, if coupled with a renewable electricity supply, could make sense from an environmental point of view. In addition to that, effluent gasification has a surplus water balance.*

La gazéification d'effluents est globalement défavorable d'un point de vue énergétique et économique. Néanmoins, elle permet d'éviter le traitement d'effluents et, si elle est couplée à une fourniture en électricité renouvelable, elle pourrait apparaître comme pertinente d'un point de vue environnemental.

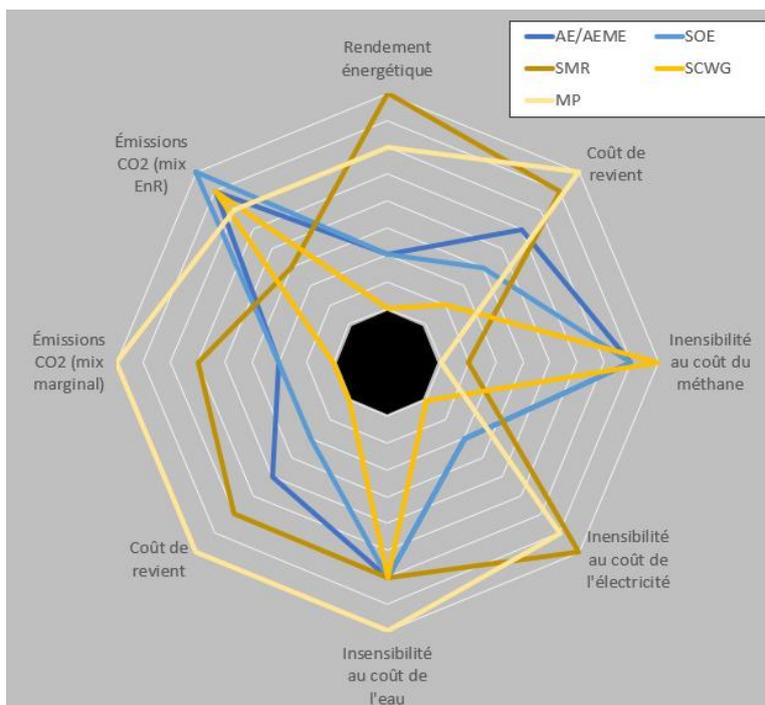
De surcroît, la gazéification des effluents possède un bilan en eau excédentaire.

La pyrolyse du méthane, est le procédé qui semble, en comparaison avec les autres procédés, le plus favorable sur tous les critères, à condition que le carbone stocké ne soit pas émis vers l'atmosphère (par exemple : stockage en mine). On peut également envisager une réutilisation dans des secteurs actuellement demandeurs (pneumatique par exemple), toutefois, dans le cas d'une production massive par cette voie, il n'existe pas aujourd'hui d'application ou débouché suffisant en termes de demande pour couvrir cette co-production (CCU). Plusieurs études tendent à démontrer que l'utilisation de ce carbone pyrolytique comme amendement des sols, pour l'équilibre C/N et pour la séquestration d'eau, est un débouché viable et tangible. Dans le cas du CCS sans utilisation définie, le carbone pyrolytique semble favorisé comparativement à la séquestration de CO<sub>2</sub>, qui de par sa forme (gazeuse) et sa structure (1 C pour 2 O<sub>2</sub>) reste plus complexe, même en considérant le stockage en cavité saline, dont la mise en place globalisée semble, y compris en termes de risque industriel, représenter un défi important. En plus de ces points, la question de l'approvisionnement en gaz naturel est également un point à prendre en compte qui aura une influence à la fois sur le bilan environnemental (les émissions amonts, aussi dites « scope 3 », du gaz naturel dépendent du pays d'origine) et sur le bilan économique.

L'analyse et la comparaison réalisée dans cette étude entre les 6 procédés est résumée à travers la figure ci-dessous. Les huit critères présentés ne se valent pas forcément (en termes d'importance relative) et doivent être nuancés par les limites discutés tout au long de cette conclusion. La priorisation des critères est également fonction de l'application concrète envisagée pour l'hydrogène, et des gisements disponibles pour ce faire.

*Compared with other processes, methane pyrolysis seems to be the most favorable process in terms of all criteria, provided that the stored carbon is not emitted into the atmosphere (e.g. storage in mines). However, in the case of mass production by this route, there is currently no application or outlet sufficient in terms of demand to cover this co-production (CCU). Several studies tend to demonstrate that the use of this pyrolytic carbon as a soil improver, for C/N balance and water sequestration, is a viable and tangible outlet. In the case of CCS with no defined use, pyrolytic carbon seems to be favored over CO<sub>2</sub> sequestration, which by virtue of its form (gaseous) and structure (1 C for 2 O<sub>2</sub>) remains more complex, even considering mine storage, the global implementation of which seems, including in terms of industrial risk, to represent a major challenge. In addition to these points, the question of natural gas supply is also a point to be taken into account, which will have an influence on both the environmental impact (upstream emissions from natural gas, also known as "scope 3", depend on the country of origin) and the economic balance.*

*The analysis and comparison carried out in this study between the 6 processes is summarized in the figure below. The eight criteria presented are not necessarily equal (in terms of relative importance) and must be qualified by the limitations discussed throughout this conclusion.*



**Figure 14 : Procédés pertinents selon le prix et l'origine de l'électricité (RECORD, 2023)**  
**Figure 14 : Relevant processes by electricity price and origin (RECORD, 2023)**

*Plus un point est éloigné du centre, plus le procédé est favorable pour le critère donné (exemple : le rendement énergétique (orientation Nord) est le plus élevé pour le SMR et le plus faible pour le SCWG). Le classement est qualitatif et relatif entre les procédés. Certains critères sont dépendants de certains paramètres (par exemple le coût de revient dépend du coût de l'électricité) : une valeur moyenne représentative est retenue.*

Les électrolyses permettent de stocker le surplus des énergies renouvelables efficacement mais doivent être capables techniquement d'une grande flexibilité pour s'adapter à l'intermittence de la production de cette nature d'électricité. Afin de pallier le « stop-and-go », le recours à des énergies facilement pilotables (donc fossiles) est nécessaire. Ces procédés restent pertinents tant que ce recours n'excède pas 15% du volume total de l'énergie nécessaire pour le fonctionnement des électrolyses. Cette forte dépendance à l'électricité entraîne un second effet : le coût de revient de l'hydrogène dépend fortement du prix de l'électricité. Au-delà de 100€/MWh, ces procédés ne paraissent plus assez compétitifs en comparaison avec les autres procédés étudiés.

La pyrolyse du méthane (MP) est relativement peu dépendante à l'électricité et semble pertinente pour tout prix de l'électricité. Ici, d'autres limites déjà évoquées plus haut sont à prendre en compte, notamment l'approvisionnement en gaz naturel et le traitement du carbone solide co-produit. Le même constat peut être fait pour le reformage du méthane (SMR). Dans les deux cas, ces procédés carbonés ne sont pertinents que si le carbone n'est pas émis vers l'atmosphère.

La gazéification permet de valoriser un flux d'effluents et d'éviter son traitement par ailleurs mais semble largement désavantageuse sur un plan économique, à moins d'une disponibilité d'énergie thermique excédentaire importante à proximité et d'une mutualisation des équipements de mise sous pression. Elle est également peu adaptée techniquement pour faire face à l'intermittence de la production d'électricité.

En conclusion, il apparaît pertinent de privilégier non pas un procédé mais plutôt d'imaginer un mix de plusieurs, permettant de pallier les différentes limites existantes tout en mettant à profit les avantages de chaque technologie, et en imaginant une utilisation en fonction des quantités et nature de gisements disponibles à proximité (chaleur, pression, électricité, ...). Ainsi, chaque cas particulier, projet d'installation et production d'hydrogène, devrait être réfléchi sur plusieurs critères permettant la sélection de la meilleure technologie.

*The further a point is from the center, the more favorable the process is for the given criterion (e.g.: energy efficiency (north orientation) is highest for SMR and lowest for SCWG). Ranking is qualitative and relative between processes. Some criteria are dependent on certain parameters (e.g. cost of production depends on the cost of electricity): a representative average value is used.*

*Electrolysis systems can store surplus renewable energies efficiently, but must be technically capable of great flexibility to adapt to the intermittent nature of this type of electricity production. In order to compensate for the stop-and-go nature of renewable energies, it is necessary to use easily controllable (i.e. fossil-fuelled) energies. These processes remain relevant as long as they do not exceed 15% of the total energy required to operate the electrolysis units. This heavy dependence on electricity has a second effect: the cost of hydrogen is highly dependent on the price of electricity. Above €100/MWh, these processes no longer appear sufficiently competitive compared with the other processes studied.*

*Methane pyrolysis (MP) has a relatively low dependence on electricity, and seems relevant for any electricity price. Here, other limitations already mentioned above need to be taken into account, notably the supply of natural gas and the treatment of co-produced solid carbon. The same applies to methane reforming (SMR). In both cases, these carbon-based processes are only relevant if the carbon is not emitted into the atmosphere.*

*Gasification makes it possible to valorise an effluent stream and avoid its treatment but seems largely disadvantageous from an economic point of view, unless there is a significant availability of surplus thermal energy nearby and pressurization equipment can be pooled. It is also technically ill-suited to cope with the intermittency of electricity generation.*

*In conclusion, it would seem appropriate not to favour one process, but rather to imagine a mix of several, making it possible to overcome the various existing limitations while making the most of the advantages of each technology, and imagining a use according to the quantities and nature of the deposits available nearby (heat, pressure, electricity, etc.). In this way, each individual case, each hydrogen installation and production project, should be considered on the basis of several criteria, enabling the best technology to be selected.*