

# RETOURS D'EXPÉRIENCE RELATIFS A LA PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE DANS LES ECOSYSTEMES HYDROGENE EN FRANCE

---

Analyse technico-économique et premières  
recommandations à l'attention de la filière

---

**RAPPORT FINAL**

Janvier 2026



**EXPERTISES**

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

**Ce document est diffusé par l'ADEME**

**ADEME**

20, avenue du Grésillé

BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique - ADEME : ESTRADÉ François

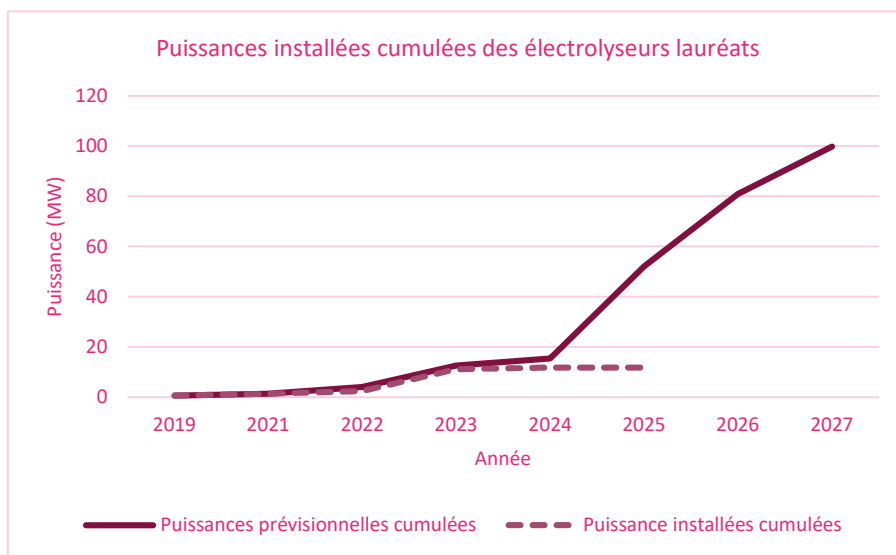
Direction : Direction Entreprises et Transition Industrielles

Service : Service Décarbonation de l'Industrie et Hydrogène

## Résumé

Les appels à projets « Ecosystèmes hydrogène » opérés par l'ADEME entre 2018 et 2023 pour accompagner la mise en œuvre de la stratégie de l'Etat ont permis d'aider l'émergence des premières applications en conditions réelles de fonctionnement. Des aides à l'investissement ont été allouées pour soutenir l'acquisition d'équipements de production d'hydrogène décarboné, sa distribution et ses usages finaux, particulièrement dans le domaine de la mobilité (bus, bennes à ordures ménagères, poids lourds...). 49 projets d'écosystème hydrogène ont ainsi été soutenus, prévoyant chacun un déploiement progressif des infrastructures et des usages. Fin 2025, on compte ainsi 10 électrolyseurs en fonctionnement<sup>1</sup>, représentant 14 MW, sur un total attendu à terme de 35 électrolyseurs pour 107 MW de production.

Dans une logique d'étude et de restitution des retours d'expérience, l'ADEME a mené, en complément de l'analyse de rapports d'exploitation, des entretiens avec des acteurs de la filière (dont 5 écosystèmes) qui ont éprouvé les technologies de production par électrolyse. L'objectif était de faire le point sur l'état d'avancement de la filière depuis le lancement du programme en 2018. Il s'agit notamment de tirer des enseignements à partager avec la filière et en particulier aux acteurs (maîtres d'ouvrage, exploitants) qui développent actuellement d'autres écosystèmes. Il est à noter que ce premier retour d'expérience sur la partie production sera complété dans les mois à venir par un retour d'expérience spécifique aux usages (stations-services et véhicules hydrogène), donnant ainsi une vision globale de l'état d'avancement à date des écosystèmes soutenus par l'ADEME.



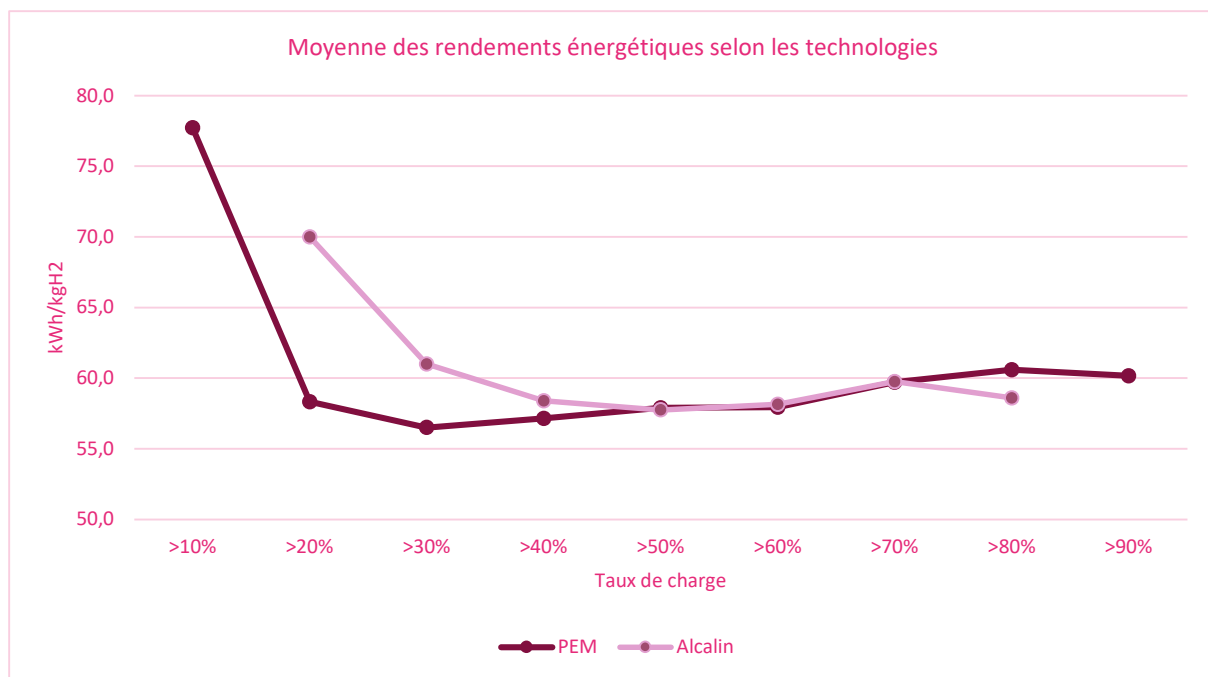
Les électrolyseurs déployés sont d'une puissance moyenne de 1,4 MW, mais on constate une augmentation progressive de leur capacité, les premiers projets présentant une capacité de l'ordre du MW, contre 4 MW pour les projets issus du dernier appel à projets de 2023, ce qui reflète notamment l'évolution de l'offre des équipementiers.

Les enseignements techniques de ces analyses sont présentés au 2<sup>ème</sup> chapitre :

- Il ressort tout d'abord que l'insertion des électrolyseurs dans les environnements dédiés à la mobilité (véhicule hydrogène) s'est avérée plus complexe qu'initialement envisagée par la filière ; les fabricants développant les équipements dans le même temps que les exploitants configuraient les écosystèmes.
- Si quelques défauts de conception en phase d'amorçage ont été rencontrés, la majorité des écueils ont concerné l'intégration des équipements dans une chaîne plus globale d'auxiliaires de production (associant la conversion de courant, la compression, le stockage). Celle-ci a pu faire défaut dans les cas où elle fonctionnait en sous-régime, en raison du retard constaté dans le déploiement des usages, et tout particulièrement en raison de la l'indisponibilité des véhicules se ravitaillant aux stations de distribution.

<sup>1</sup> <https://data.ademe.fr/applications/hyd01-sites-carto-stats>

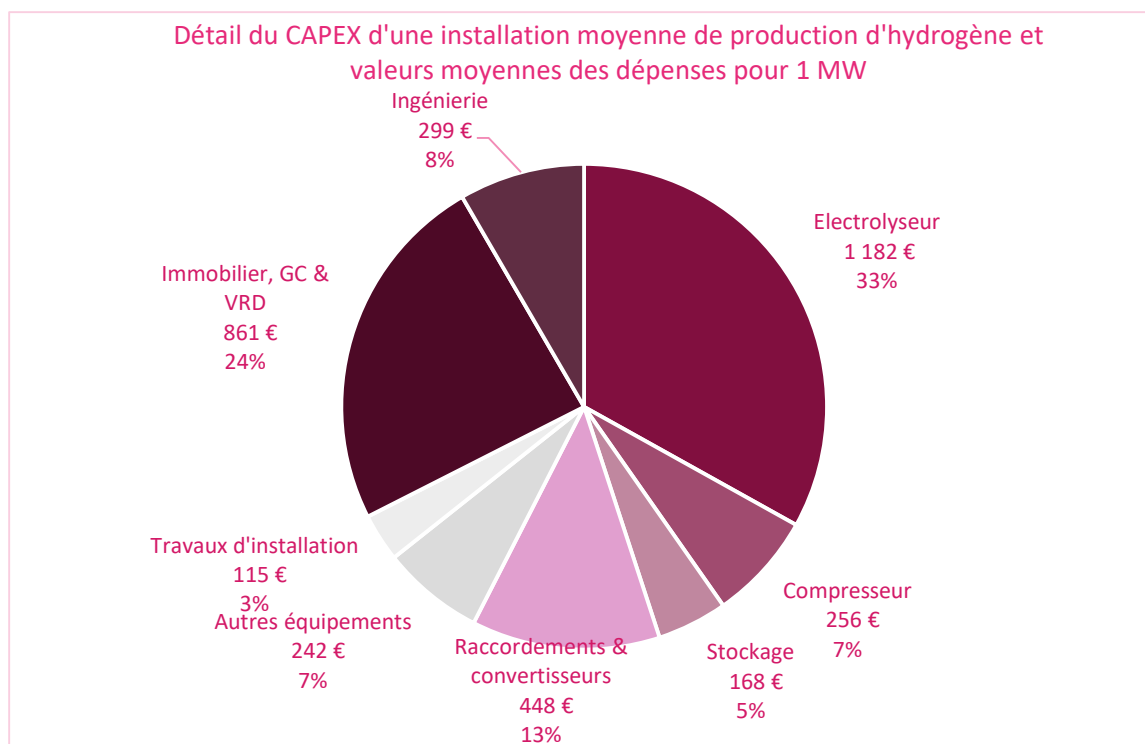
- Les performances strictes des électrolyseurs installés sont conformes aux annonces des fabricants, avec une consommation spécifique moyenne de 60 kWh/kgH<sub>2</sub>, et une modulation de puissance possible à l'échelle du stack jusqu'à 30%, voire 25% pour la technologie PEM.
- Les acteurs de l'hydrogène ont pu monter significativement en compétences jusqu'à maîtriser le fonctionnement des équipements, même si les restrictions de partage d'informations des fabricants ont pu freiner la capitalisation de la filière, et laisse encore envisager des marges d'optimisation.
- Si le fonctionnement des équipements est a priori maîtrisé par les exploitants interrogés, l'intermittence du pilotage de la production, et plus spécifiquement les arrêts / démarrages et mises en stand-by, semblent toutefois leur être préjudiciables et entraîner des dégradations accélérées qui réduisent leurs performances et leurs durées de vie.



Le 3<sup>ème</sup> chapitre présente quelques éléments économiques observés et agrégés, issus de ces premiers écosystèmes :

- Les bilans économiques des écosystèmes amènent très clairement à réévaluer à la hausse les coûts et postes de fonctionnement qui ont pu être sous-estimés dans les bilans prévisionnels.
- La faiblesse des volumes d'hydrogène consommés, compte tenu des défections ou retards dans l'arrivée des usages en aval des stations-service, ne permet pas d'amortir les coûts fixes que représentent l'amortissement des CAPEX et certains coûts d'opération et maintenance.
  - Ainsi les coûts complets avec aide observés varient dans une fourchette large, de 14€ à 50 €/kgH<sub>2</sub> mis à disposition aux stations-service. Un cas exceptionnel présente un coût actuel de 160€/kgH<sub>2</sub>, l'écosystème considéré ne délivrant qu'1/20<sup>ème</sup> de sa capacité.
- Les CAPEX observés sont conformes aux estimations prévisionnelles en début de projet : le coût moyen de l'électrolyseur s'établit à 1,2 M€/MW, pour un coût total s'élevant à 3,2 M€/MW (incluant le génie civil, les auxiliaires, les études).
  - Les dépenses d'électricité représentent des coûts de premier ordre dans les OPEX, avec des valeurs observées de 75 à 190 €/MWhé. L'analyse montre que cependant, des optimisations pourraient être opérées, puisque tous les leviers fiscaux (accise, TURPE, compensation carbone) n'étaient pas mobilisés sur ces écosystèmes. La mobilisation de ces leviers permettrait d'envisager une réduction du coût de revient de l'hydrogène produit comprise entre 1,5 et 5 €/kgH<sub>2</sub>.

- D'une manière générale, avec des usages qui peinent à émerger, les écosystèmes de production centralisés ou semi-centralisés, qui peuvent bénéficier de foisonnement de débouchés, semblent avoir plus de facilité pour réduire les coûts de l'hydrogène en station et présentent de meilleurs résultats que les sites de production décentralisés en stations-service.
- Les perspectives à 2026, dans le meilleur des cas, aboutiraient à un coût de production de l'ordre de 7 à 10 €/kgH2 pour des écosystèmes centralisés comptant toutes les aides dont les aides fiscales à la consommation d'électricité, et non fiscale via la TIRUERT/IRICC.



Le 4ème chapitre présente des recommandations pour les écosystèmes en cours de développement qui font écho aux constats précédemment posés.

- Le dimensionnement des infrastructures de production et de stockage doit intégrer les capacités de stockages utiles pouvant servir de volume tampon, ainsi que la périodicité des recharges pour permettre un fonctionnement continu de l'électrolyseur, et limiter au maximum les phases d'arrêts ou de standby.
- Le dimensionnement des auxiliaires (compresseurs, convertisseurs) ne doit pas considérer les seules plages nominales mais bien intégrer l'ensemble des plages de fonctionnement dont des régimes partiels (potentiellement jusqu'à 40%, voire 25% pour la technologie PEM).
- La mise en place d'un suivi fin des performances énergétiques de l'électrolyseur doit être assurée pour contrôler les dégradations et garantir sa pérennité en appréhendant les causes d'éventuelles vieillissements prématurés ; un suivi des performances de la chaîne globale peut permettre, en parallèle, d'éviter les cascades de rendement défavorables.
- La conception des stations-services hébergeant une production sur site doit intégrer autant que possible des capacités d'export permettant de valoriser les actifs de production au-delà des usages de flottes captives prévisionnelles, avec des aires de parking et de circulation suffisamment conséquentes pour la logistique des tube trailers.
- Les comptes d'exploitation prévisionnels doivent considérer des coûts d'opération et de maintenance d'un ordre minimum de 150 k€/an indépendamment du niveau de production et des coûts au minimum de l'ordre de 100 k€/an pour les autres charges (pilotage global, provisions exceptionnelles, secours d'H2...).
- Pour maîtriser les dépenses d'OPEX, il convient de suivre dès la mise en route des installations les modalités fiscales permettant de bénéficier des réductions sur l'accise et la compensation

carbone (et TURPE pour les électro-intensifs) et l'obtention de crédits Tiruert (pour 2026) et de l'IRICC (pour 2027 et au-delà).

In fine, des conclusions et perspectives peuvent être tirées de ce premier travail d'analyse :

- On observe, à travers la mise en œuvre des premiers écosystèmes hydrogène, une montée en compétence notable pour la filière électrolytique, mais qui repose sur un nombre limité d'acteurs et qu'il sera nécessaire de consolider avec des retours d'expériences complémentaires.
- Les équipements de premières générations présentent des performances conformes au point nominal de leur fonctionnement, mais ils n'ont pas encore fait la preuve de leurs capacités techniques à supporter correctement et durablement l'intermittence, c'est-à-dire les phases de stand-by et les cycles d'arrêts / démarrages.
- Le cadre réglementaire relatif au stockage stationnaire d'hydrogène, sous le régime de la déclaration, est jugé par les exploitants comme contraignant, avec une limite de 1 tonne d'hydrogène sur site ; la filière suggère une réévaluation de ce seuil à 3 tonnes, comme ce qui est pratiqué ailleurs en Europe.
- Un plus grand partage des connaissances et retours d'expérience entre fabricants et exploitants s'avère nécessaire pour accélérer la capitalisation et la maturité de la filière électrolyse en France.
- Si les coûts observés sont élevés, des modèles économiques plus consolidés sur les écosystèmes avec des productions mutualisées donnent des perspectives de coût de 7 à 10 €/kgH2 livré en station à horizon 2026, grâce notamment au mécanisme Tiruert/IRICC.
- Les designs d'écosystèmes déployés ou en cours de développement sont déjà en mutation et il convient de suivre ces évolutions dans les prochaines années pour affiner ces retours d'expérience.
  - Les difficultés de mise en œuvre observées relèvent des difficultés classiquement observées pour toute nouvelle filière technologique s'implémentant dans son environnement d'usage.

De manière plus globale, ce travail de collecte des retours d'expérience – qui sera mis à jour annuellement – montre la nécessité de déployer les usages prévus, donc de poursuivre l'acquisition de véhicules hydrogène par les opérateurs, afin d'atteindre un niveau de fonctionnement satisfaisant de ces infrastructures.

Par ailleurs, si des difficultés ont été rencontrées, les acteurs ont en partie su démontrer leur capacité à s'adapter et trouver des réponses adéquates. Cette expérience est cruciale pour la construction plus globale d'une filière nationale et européenne de l'hydrogène soutenue par l'Etat, qui se structure, y compris pour l'alimentation d'activités industrielles (cf. dispositif de soutien à la production d'Hydrogène dont le premier cahier des charges a été publié en décembre 2025<sup>2</sup>), nécessitant un changement d'échelle dans le domaine de l'électrolyse, du MW à la dizaine et centaine de MW. L'expérience acquise et en cours d'acquisition grâce aux premiers écosystèmes s'inscrit dans ce continuum de construction d'une chaîne de valeur large, conformément à la Stratégie Nationale Hydrogène revue en mai 2025.

---

<sup>2</sup> <https://presse.economie.gouv.fr/hydrogene-decarbone-publication-du-cahier-des-charges-du-premier-appel-doffres/>

## SOMMAIRE

### 1. Les électrolyseurs financés dans le cadre des Ecosystèmes hydrogène : une première impulsion pour la filière ..... 8

1.1. Les appels à projets « Ecosystèmes hydrogène » ont permis d’initier le déploiement expérimental des premières productions d’hydrogène et d’accompagner l’émergence des premiers usages d’hydrogène sur la période 2020-2025..... 8

1.2. Les ambitions de développement d’écosystèmes hydrogène locaux étaient fortes dans les territoires, avec une importante composante mobilité, mais les stratégies de développement évoluent en même temps que la filière. 9

1.3. La valorisation des retours d’expériences des électrolyseurs existants en fonctionnement pour optimiser les futurs développements : méthodologie retenue ..... 12

### 2. Analyse technique : l’intégration des électrolyseurs dédiés à la mobilité a été complexe mais leur fonctionnement est désormais maîtrisé, même s’il pourrait être optimisé ..... 13

2.1. La diversité des modèles d’écosystèmes évalués induit nécessairement des stratégies technico-économiques hétérogènes ..... 13

2.2. Les méthodes de déploiement dépendent des stratégies d’entreprises et de leurs expériences industrielles 14

2.3. Les fonctionnements constatés des équipements sont hétérogènes, mais restent pilotés en premier lieu par les soutirages et les designs des écosystèmes ..... 15

2.4. Les performances énergétiques des électrolyseurs et leur maintien dans le temps dépendent de leurs conditions d’exploitation ..... 18

2.5. A l’exception d’un site, quelques défauts de conception initiale des électrolyseurs ont été corrigés tandis que les pannes et difficultés rencontrées en exploitation concernent principalement les auxiliaires ..... 19

2.6. La filière est encore en maturation, et peine à consolider ses acquis ; elle est pénalisée par la confidentialité imposée par les fabricants.....23

### 3. Analyse économique : un bilan en faveur d’installations de production mutualisées ..... 25

3.1. Les dépenses CAPEX finales sont globalement cohérentes avec les prévisionnelles établies, de l’ordre de 1,2 M€/MW sur l’échantillon des électrolyseurs observés.....25

3.2. Les dépenses OPEX ont été largement sous-estimées, avec notamment des coûts fixes conséquents et indépendants du volume d’hydrogène produit.....27

3.3. L’électricité est une composante conséquente des OPEX, dont une part fixe s’amortie avec le volume de production, mais le coût de l’électricité pourrait bénéficier d’optimisations.....29

3.4. Les coûts de logistique de transport, associée aux productions centralisées, sont importants mais s’amortissent bien par les économies d’échelles.....30

3.5. Les coûts complets de l’hydrogène livré en station confortent le modèle de production centralisé qui n’est pas captif de flottes particulières et bénéficie des effets de volumes. ....32

### 4. Recommandations pour les développements en cours.....34

### 5. Conclusion et perspectives.....35

### Index des tableaux et figures.....37

# 1. Les électrolyseurs financés dans le cadre des Ecosystèmes hydrogène : une première impulsion pour la filière

## 1.1. Les appels à projets « Ecosystèmes hydrogène » ont permis d’initier le déploiement expérimental des premières productions d’hydrogène et d’accompagner l’émergence des premiers usages d’hydrogène sur la période 2020-2025.

Dès 2011, la feuille de route stratégique de l’ADEME propose une vision structurante des enjeux du développement de la filière hydrogène autour de la production (centralisée / décentralisée) et des usages (concentrés / diffus). Les premiers projets liés à l’hydrogène dans les territoires et accompagnés par l’ADEME s’amorcent dès 2018 avec le Plan national de déploiement de l’hydrogène, établi par le Ministre de la Transition Écologique et Solidaire. Ce plan fait le constat des atouts de l’hydrogène pour la transition énergétique et propose des actions pour aller au-delà de la recherche et de l’innovation dans le domaine. Il s’agit alors d’accompagner les premiers usages d’hydrogène en conditions réelles d’exploitation sur le terrain, autour d’écosystèmes combinant :

- Des infrastructures de production et/ou de distribution d’hydrogène : installation de production par électrolyse utilisant de l’électricité bas carbone ou renouvelable, stations-services pour alimenter des véhicules, logistique de stockage et transport vers les utilisateurs ;
- Des usages de l’hydrogène autour de ces infrastructures : usages émergents de transport de voyageurs ou de marchandises, usages ou process industriels à décarboner, ou plus ponctuellement pour des applications stationnaires d’électrification.

Le principe était de rassembler des acteurs publics et privés sur des périmètres concentrés pour atteindre un besoin foisonnant justifiant l’investissement dans des infrastructures de production et permettant d’approcher un équilibre économique. Les dispositifs de soutien Ecosystèmes hydrogène ont eu pour vocation d’aider aux déploiements expérimentaux des usages en dérisquant les investissements des porteurs et en permettant à l’ADEME d’établir des premiers cas d’usages qualifiant les technologies.

Dans le cadre des stratégies nationales hydrogène<sup>3</sup> établies par l’Etat (2020 puis 2025), l’ADEME a opéré trois appels à projets (AAP), en 2018 via du budget propre de l’ADEME, en 2020 via du budget issu du Plan de Relance, et en 2023 via du budget adossé au programme France 2030, avec en tout six dates de clôture, qui ont permis d’accompagner ces déploiements expérimentaux de manière successive dans les territoires.

---

<sup>3</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/2025-04/strategie\\_nationale\\_hydrogene\\_decarbone\\_2025.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/2025-04/strategie_nationale_hydrogene_decarbone_2025.pdf)

## 1.2. Les ambitions de développement d'écosystèmes hydrogène locaux étaient fortes dans les territoires, avec une importante composante mobilité, mais les stratégies de développement évoluent en même temps que la filière.

### Des objectifs de développement initiaux importants avec des ambitions d'autonomie de production locale d'hydrogène

La sélection des lauréats dans le cadre des AAP Ecosystèmes hydrogène a amené à la contractualisation pour le financement de 44 électrolyseurs, pour une puissance totale projetée de 134 MW d'électrolyse avec une forte dominance de la technologie PEM en nombre d'électrolyseurs, mais moins marquée en MW cumulés d'électrolyse (70 MW alcalin, 79 MW PEM).

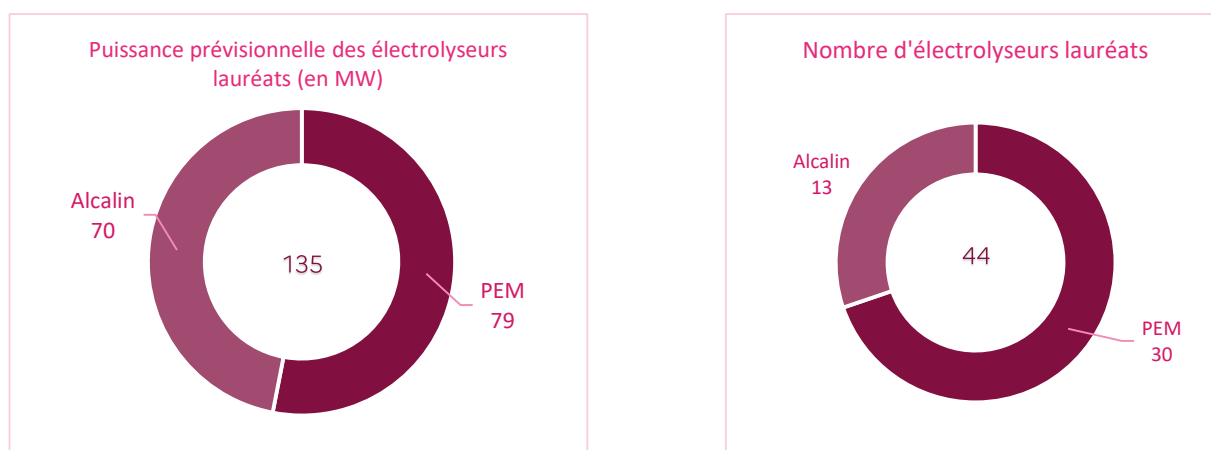


Figure 1 : Puissance et nombre prévisionnelle des électrolyseurs lauréats

L'essentiel des électrolyseurs a été développé dans le cadre d'écosystèmes<sup>4</sup> à prédominance d'usages de mobilité (bus/cars pour des collectivités, bennes à ordures ménagères, transport de marchandises ...), selon deux principales configurations :

- Pour des stations-services combinant à la fois production et distribution pour des sites dits de production « décentralisée »,
- Ou dans une moindre mesure, dans une logique de production alimentant plusieurs sites de distribution pour des écosystèmes dits « semi-centralisés » si le site de production comprend une station de distribution, ou centralisé si le site n'opère que de la production.

Ces modèles ont été développés alors qu'aucun acteur ne pouvait alors livrer de l'hydrogène bas-carbone ou renouvelable à prix abordable pour les usages mobilité émergents, il était ainsi envisagé la possibilité de produire in-situ de l'hydrogène à moindre coût. Les projets ont été dimensionnés en considérant d'une part une garantie d'emport minimum par des flottes de véhicules captives lors de la mise en service, et d'autre part des augmentations de consommation d'hydrogène qui arriveraient ultérieurement à la mise en service (émergence de nouveaux usages dans les prochaines années).

Les programmes initialement contractualisés sur la période 2020-2023 ont été révisés depuis par les porteurs, avec dans certains cas une concentration partielle des stations de production pour valoriser les actifs existants, et dans d'autres cas des abandons de projets de production, notamment pour préférer des modèles d'imports d'hydrogène. Ces révisions amènent à fin décembre 2025 à un prévisionnel réajusté de 35 électrolyseurs pour 107 MW, représentés sur la carte ci-dessous.

<sup>4</sup> <https://bibrairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/6057-les-premiers-ecosystemes-hydrogene-9791029720895.html>

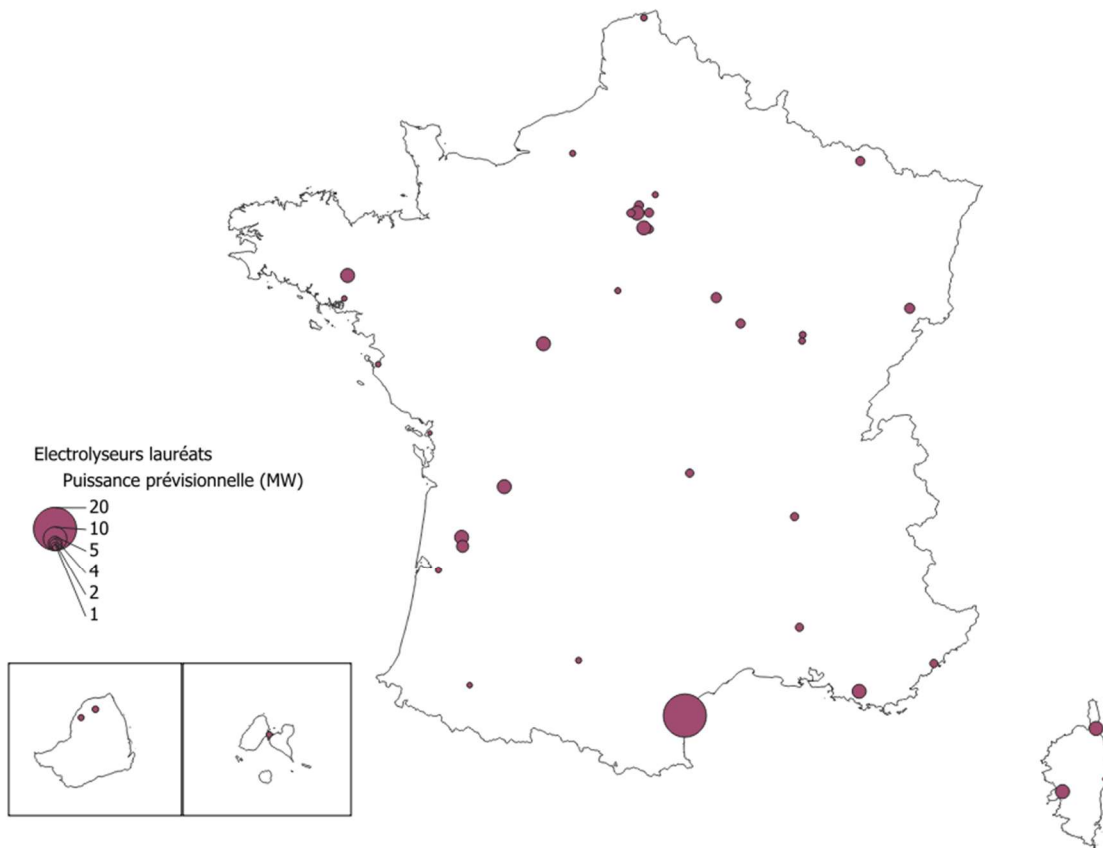


Figure 2 : Carte des électrolyseurs lauréats

Si ces électrolyseurs ont pour vocation majeure d'alimenter des usages de type mobilité, il faut néanmoins noter une diversification des usages à l'occasion du dernier appel à projet (AAP) de 2023 : 2 projets d'électrolyseurs lauréats ont pour vocation principale des usages industriels cumulant 7.5 MW, tandis que 3 autres projets d'électrolyseurs pour 11 MW ont été contractualisés pour un usage assimilable à du « service réseau électrique ».

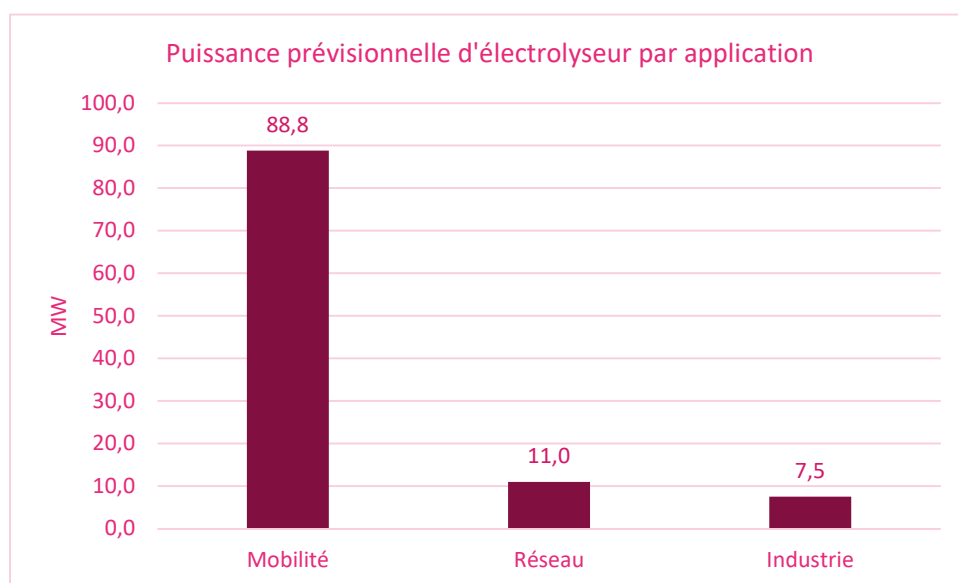


Figure 3 : Puissance prévisionnelle d'électrolyseur par application

On peut enfin observer une montée en capacité de la production envisagée, la puissance des équipements de production d'hydrogène ayant progressivement augmenté, passant de l'ordre de 1 MW sur les premiers AAP de 2018 à 4 MW en moyenne sur le dernier AAP de 2023<sup>5</sup>. Il est observé une augmentation des puissances d'électrolyses sur des sites de production centralisés, à l'image de l'écosystème Hydrocc (4x5 MW) ou d'autres sites de production en dehors réalisés en dehors de l'AAP écosystèmes Hydrogène.

### Les mises en service ralentissent depuis 2023 et marquent l'écart courant 2025

Le temps de développement des électrolyseurs initialement estimé par l'ensemble des développeurs était en moyenne de 3 ans : celui-ci s'est avéré plus court, le temps moyen constaté de mise en service des électrolyseurs opérationnels à date s'est établi à 2.5 ans.

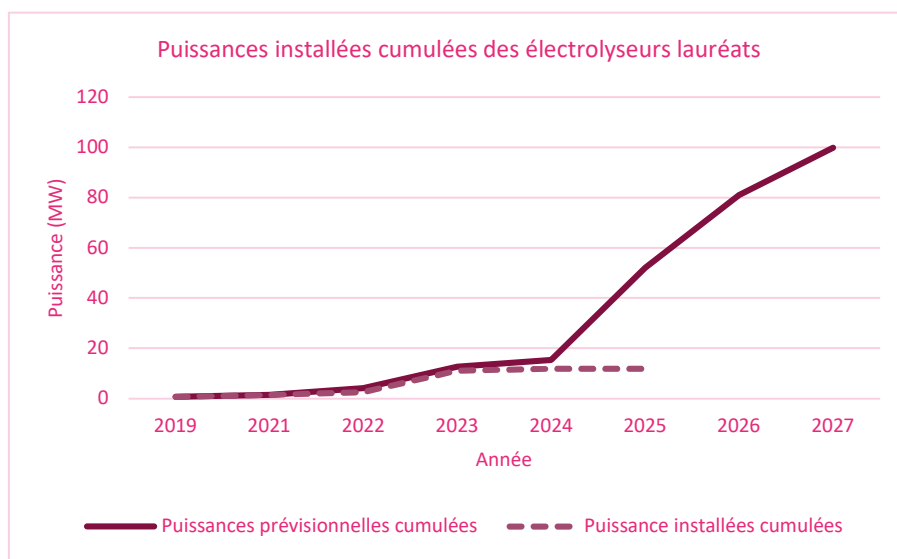


Figure 4 : Puissance cumulée des électrolyseurs lauréats

Les plannings de déploiements prévoient, avec des temps moyens de déploiement de l'ordre de 3 ans, un parc en fonctionnement de 16 électrolyseurs pour 52 MW en 2025, contre un déploiement effectif de 10 électrolyseurs<sup>67</sup> pour 14.3 MW. On observe en effet depuis 2023 des retards de déploiement qui s'expliquent pour de multiples raisons :

- Les usages d'hydrogène en mobilité se développent moins rapidement que prévu, du fait d'un défaut d'offres de véhicules hydrogène de la part des constructeurs (notamment sur le segment des poids lourds), mais également du développement récent de solutions véhicules électriques batteries, lesquelles peuvent dorénavant offrir à l'utilisateur des solutions plus compétitives, pour des usages prévisionnellement adressables par l'hydrogène uniquement pour leur décarbonation (exemple des bus au-delà de 200km quotidiens). Ainsi, certaines décisions d'acquisition de véhicules hydrogène sont retardées voire annulées, ce qui impacte de facto le prévisionnel de consommations d'hydrogène des électrolyseurs à déployer, remettant parfois en cause la décision d'investir ;
- Les mises en service des premiers électrolyseurs ont été émaillées de réelles difficultés techniques, certaines installations étant toujours non réceptionnées en raison de défaillance d'équipements ou de défaillance de constructeurs d'électrolyseurs. Ces difficultés impactent nécessairement les décisions d'investissements sur les électrolyseurs dans d'autres écosystèmes restant à développer.

<sup>5</sup> <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/8325-evaluation-des-activites-de-l-ademe-en-soutien-a-la-filiere-hydrogene.html>

<sup>6</sup> Auxerre (Auxhygen) ; Aléria (Corsthyrène) ; Buleon (Lhyfe Buleon) ; Dunkerque (Shymed) ; Créteil (H2 Créteil) ; Porte de St Cloud (HysetCo) ; Pau (FEBUS) ; Lagord (Luzo) ; Blagnac (Hyport) ; Bouin (Lhyfe)

<sup>7</sup> Cet effectif ne tient pas compte du site de Port-la-Nouvelle (Hyd'Occ) qui a démarré sa production en décembre 2025 et devrait être totalement mis en service début 2026.

- Les schémas de production et distribution d'hydrogène dans les écosystèmes sont parfois revus et ajustés. Certains acteurs multisites ont ainsi opté ultérieurement pour la concentration des équipements de production afin de valoriser au mieux les actifs en service et amortir leurs coûts alors que les débouchés peinent à émerger, réduisant ainsi le nombre ou les capacités d'électrolyseurs en cours de développement.

### **1.3. La valorisation des retours d'expériences des électrolyseurs existants en fonctionnement pour optimiser les futurs développements : méthodologie retenue**

Le présent exercice d'analyse sur les écosystèmes en service a vocation à partager les retours d'expérience et premiers apprentissages afin de consolider la filière et fiabiliser les projets en développement.

Ces analyses s'appuient sur des entretiens avec les opérateurs sur site et sur l'analyse des rapports d'exploitation répertoriant les indicateurs techniques et économiques sur une période minimum de 2 ans d'exploitation, l'ensemble mené par un ingénieur du Service Décarbonation de l'Industrie & Hydrogène accompagné par les ingénieur(e)s référents territoriaux des directions régionales.

La sélection de l'échantillon pour les éléments quantitatifs présentés s'est limitée aux équipements ayant fait l'objet d'un procès-verbal de réception définitive et bénéficiant d'un minimum de 2 ans de retours d'expériences.

Ainsi un total de 5 sites ont fait l'objet d'un retour d'expérience sur leur fonctionnement passé, et 2 autres sites (Hydocc et Buléon) ont fait l'objet d'échanges et de visites permettant d'appréhender les attendus de ce type de sites centralisés de plus fortes capacités.

Des retours d'expériences complémentaires venant d'autres écosystèmes, d'expérimentations et d'échanges avec des acteurs de la filière hydrogène sont venus enrichir ce travail pour compléter la vision des enjeux techniques et économiques.

## 2. Analyse technique : l'intégration des électrolyseurs dédiés à la mobilité a été complexe mais leur fonctionnement est désormais maîtrisé, même s'il pourrait être optimisé

### 2.1. La diversité des modèles d'écosystèmes évalués induit nécessairement des stratégies technico-économiques hétérogènes

Deux modèles de déploiement ont été observés :

- Les modèles décentralisés pour 4 écosystèmes où la production est faite sur les sites de distribution (station-service) avec des flottes captives (Auxhygen, Febus, Hyport, Hyssetco 600).
- Le modèle centralisé pour un écosystème (H2 Ouest) où la production de forte puissance (> 15 MW) sur un site permet la livraison via tube trailer à plusieurs sites de distribution ou de consommations industrielles dans un périmètre large (>250km).

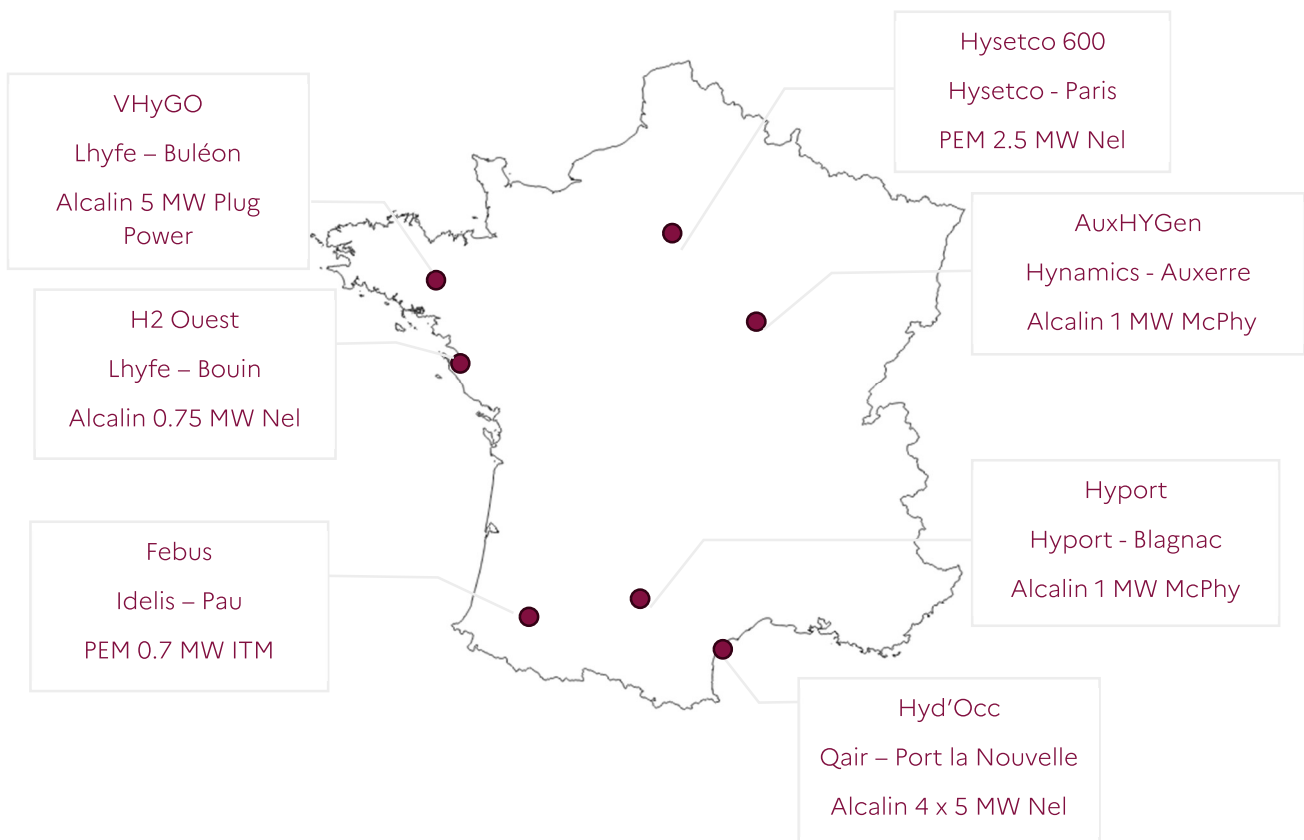


Figure 5 : Carte des électrolyseurs intégrés au périmètre de l'étude

D'autres projets de l'AAP Ecosystèmes hydrogène prévoient des sites de production comprenant une distribution, et intégrant des capacités d'export pour alimenter plusieurs sites de distribution, dans un modèle de type semi-centralisé.

Les écosystèmes décentralisés sont pour majorité initiés par des collectivités en partenariat avec des exploitants via des sociétés mixtes, ou via un contrat de gestion et d'exploitation délégué.

Les équipements se répartissent en 8 électrolyseurs alcalins de 0.75 à 5 MW (dont 4 électrolyseurs de 5 MW à Port La Nouvelle), et 2 électrolyseurs PEM de 0.7 à 2.5 MW.

Concernant les principes d'électrolyse, les technologies disponibles et la liste des fabricants, on pourra se référer au « Panorama des solutions » établi par France Hydrogène et consultable sur son site internet : <https://www.france-hydrogene.org/publication/panorama-des-solutions-hydrogene/>.

## 2.2. Les méthodes de déploiement dépendent des stratégies d'entreprises et de leurs expériences industrielles

Les approches dans les démarches de développement dépendent de la nature des commanditaires et du niveau de technicité relative aux équipements hydrogène qu'ils souhaitent intégrer. Par ailleurs selon les expériences industrielles des porteurs, les méthodes de gestion de projet sont abordées différemment et avec plus ou moins d'appréhension.

### Les modalités de développement sont diverses parmi les écosystèmes observés :

- **Le développement interne** : Deux exploitants considérés alors comme startup ont réalisé tous les développements en interne, de la conception jusqu'à la mise en service et l'exploitation. Les coûts de développement interne sont plus conséquents mais l'expérience acquise permet d'accélérer et d'optimiser la répliquabilité. S'il expose à davantage d'écueils d'apprentissage, ce développement semble permettre en outre une meilleure maîtrise de la chaîne de valeur facilitant l'exploitation et la maintenance.
- **Le dimensionnement interne avec délégation de conception** : Deux exploitants, filiales de groupes industriels majeurs ont dimensionné l'infrastructure en interne avant de passer par un opérateur EPC (Engineering, Procurement and Construction), pour la conception et la mise en service. Ce type de développement courant en milieu industriel permet a priori de sécuriser la mise en service des infrastructures de production, mais s'est confronté dans ces cas à la montée en compétence simultanée de l'équipementier fournisseur de l'électrolyseur. Le suivi du développement par les exploitants leurs a permis une montée en compétence qui reste toutefois limitée par le partage d'informations restreint par l'équipementier.
- **La délégation totale** : un des bénéficiaires, société de transport locale, a complètement délégué le dimensionnement et la conception, ainsi que l'exploitation et la maintenance (CREM) de l'installation à un tiers. La particularité de la contractualisation est la conservation de l'investissement et du règlement de la fourniture d'électricité. Cette solution permet a priori au bénéficiaire de se dégager de toutes responsabilités dans la production et l'approvisionnement en hydrogène. Toutefois dans le cas étudié le propriétaire ne dispose que d'une vue limitée sur les conditions d'exploitation de son infrastructure, alors que celles-ci sont décisives pour assurer la pérennité de celle-ci.

### Les conceptions ont été complexifiées par la nécessité de composer avec l'offre existante

Les dimensionnements des infrastructures ont pu évoluer dans le temps – de l'avant-projet initial à la réalisation – notamment parce qu'ils dépendent des disponibilités des équipements qui ont eux-mêmes évolué. On note en particulier que cela a conduit à certains surdimensionnements d'installations, celles-ci ayant été construites à partir des équipements disponibles chez les fournisseurs.

Les exploitants et développeurs sont confrontés aux mêmes problématiques pour les auxiliaires, c'est-à-dire de composer avec les offres existantes sur le marché d'équipements à vocation industrielle. Cependant le fonctionnement des électrolyseurs, notamment décentralisés, amènent à des contraintes (haute pression et intermittences notamment) et de larges plages de fonctionnement pour lesquelles ces équipements ne sont pas toujours conçus, et le marché de la mobilité hydrogène est à l'instant trop étroit pour intéresser des équipementiers à développer des équipements spécifiques adaptés.

### Les mises en service ont été relativement rapides en considérant les contraintes contextuelles

Le développement des infrastructures a pu être complexifié dans certains cas par les contraintes d'implantation, qu'elles soient urbaines (autorisation requise des Architectes des Bâtiments de France, voisinage, réseaux) ou de servitudes (aéronautiques ou ferroviaires). Par ailleurs, le développement en espaces contraints limite fortement les capacités de stockage d'hydrogène sur site ainsi que les capacités d'export qui permettraient des valorisations d'actifs de production pour d'autres stations-services.

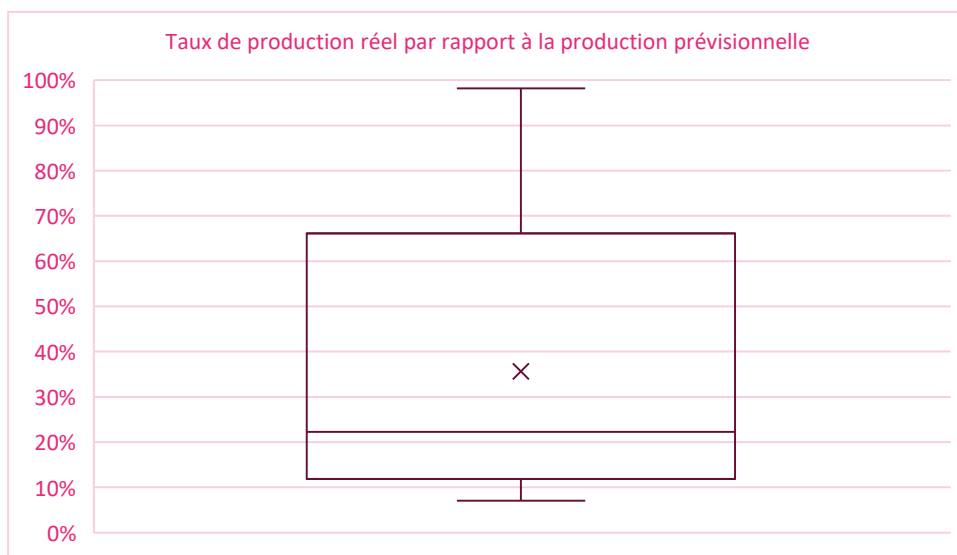
Les déploiements des écosystèmes évalués ont pu également être ralentis par des événements et contraintes exceptionnels, comme le Covid, la guerre en Ukraine ou la crise énergétique, amenant à des difficultés d'approvisionnement. Cependant, les développeurs ont su sécuriser leurs fournitures d'équipements en amont.

Ainsi, sur les cas évalués, l'essentiel des projets n'ont pas dépassé les 3 ans pour la mise en service après l'attribution de l'aide octroyée par l'ADEME, malgré les difficultés rencontrées. Seul un site a vu des délais de mise en service plus longs, liés à des difficultés d'atteintes des objectifs de rendement reculant la réception des équipements.

### 2.3. Les fonctionnements constatés des équipements sont hétérogènes, mais restent pilotés en premier lieu par les soutirages et les designs des écosystèmes

**Les écarts sont conséquents entre les consommations prévisionnelles et réelles, et s'expliquent par l'attente de l'arrivée des usages (ex : véhicules), de conditions économiques défavorables et dans certains cas un surdimensionnement initial**

Pour 4 écosystèmes sur les 5 analysés, les niveaux de consommation annuels sur les premières années d'exploitations (2 à 3 ans selon les sites) sont très en dessous des prévisionnels, amenant à une sous-utilisation des électrolyseurs et des dimensionnements non adéquats de certains auxiliaires (compresseurs et stockage notamment). Seul l'électrolyseur semi-centralisé a pu voir son niveau de production dépasser l'objectif prévisionnel de court terme et atteindre sa capacité maximale de production.



Les facteurs de sous consommation d'hydrogène identifiés au sein des écosystèmes sont de 4 types :

Figure 6 : Taux de production réel par rapport à la production prévisionnelle

- Les décisions d'acquisition de véhicules de la part de usagers ont pu être reportées, par défaut d'offres de constructeurs ou de visibilité sur leur fiabilité : plusieurs constructeurs de véhicules, notamment sur les poids lourds et utilitaires, ont reporté ou stoppé leurs décisions de production amenant les usagers à reporter leurs décisions d'acquisition. Par ailleurs les difficultés de certains fabricants ou les défaillances constatées des premiers véhicules en opération ont pu amener les usagers à attendre la consolidation d'offres techniques jugées plus fiables.

- Les décisions d'acquisition ont également été reportées du fait de conditions économiques jugées trop défavorables : les coûts de production des véhicules n'ont pas bénéficié d'économies d'échelle escomptées, se traduisant par des prix de vente très élevés ; les mécanismes de soutien à l'utilisation d'hydrogène (TIRUERT) ont tardé à être mis en œuvre tandis que les coûts de distribution ne pouvaient baisser davantage sans un minimum de volume rendant le prix de vente de l'hydrogène incertain et élevé.
- Les consommations réelles des véhicules en exploitation ont été moindres du fait de défauts des véhicules : les véhicules de certaines flottes ont subi de nombreuses pannes, immobilisant tout ou partie des véhicules. Les problèmes de maintenance se sont accentués et se sont allongés, notamment sur les bus, avec les difficultés éprouvées par les constructeurs, voire avec leur disparition dans certains cas.
- Les estimations initiales des consommations unitaires se sont avérées surestimées : les consommations réelles de véhicules ont été surévaluées dans certains cas, avec des véhicules hybride hydrogène avec prolongateur d'autonomie dont les consommations d'hydrogène étaient in fine limitées par rapport au prévisionnel de l'ordre de 6 kgH<sub>2</sub>/100km, contre un prévisionnel de 10 kgH<sub>2</sub>/100km.

De plus, les électrolyseurs décentralisés peuvent être pénalisés par un périmètre de fourniture restreint les laissant captifs des investissements réels d'utilisateurs locaux, tandis que l'électrolyseur semi-centralisé a pu élargir ses livraisons au-delà du périmètre des consommateurs identifiés en phase de dimensionnement, grâce à sa logistique de conditionnement et de distribution d'hydrogène par camion (ou tube-trailer).

### Les fonctionnements sont pilotés majoritairement par la demande de soutirage d'hydrogène et les capacités de stockage

Lorsque l'électrolyseur est directement raccordé à la station-service (modes décentralisé et semi-centralisé), la capacité de stockage et les demandes de soutirage journalier sont les premiers facteurs dimensionnant l'optimisation et le pilotage de la production. Le volume tampon de stockage en hydrogène et ses périodes de décharge définissent ainsi les optimisations de cyclage et démarrages de l'électrolyseur.

Les écosystèmes visités correspondant à ces cas ont limité leurs capacités de stockage à 1 tonne, qui correspond au seuil de la réglementation ICPE 4715 (au-dessous, l'installation est soumise à déclaration, au-dessus à autorisation). Aucun des sites n'a évoqué la possibilité d'outre passer ce seuil pour passer au régime d'autorisation délimité à 5 tonnes. Outre la mise en place de mesures importantes et potentiellement coûteuses, les modifications imposées par la réglementation peuvent être contrariées par des contraintes d'espace et d'implantation sur les sites considérés.

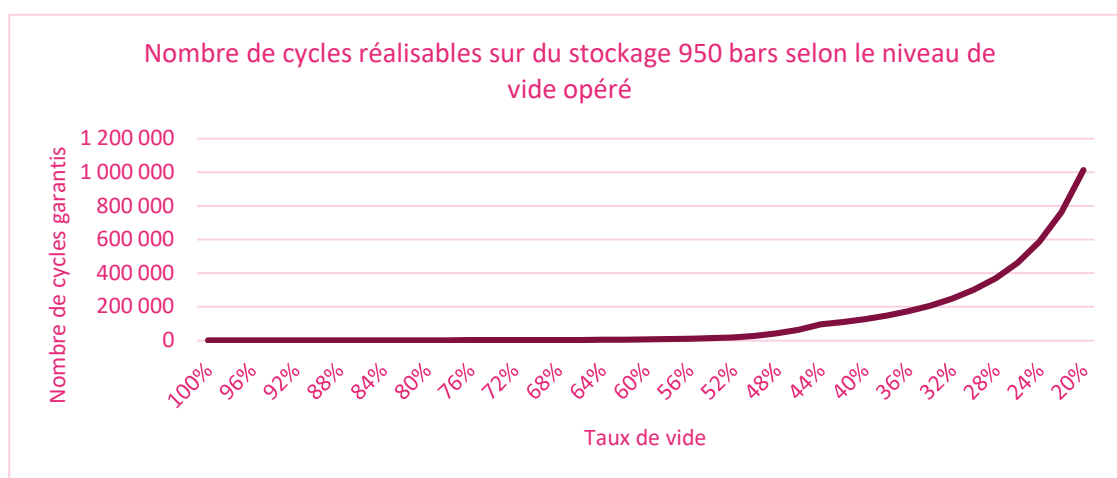


Figure 7 : Nombre de cycles réalisables sur du stockage 950 bars selon le niveau de vide opéré

Il est à noter que les stocks utiles pouvant servir de tampon varient selon les types et pressions de stockages mais également selon l'amortissement envisagé par l'exploitant. En effet, la durabilité et le nombre de cycles admis pour les équipements varient selon les écarts à la pression nominale, notamment pour les stockages haute pression, amenant généralement les exploitants à limiter les niveaux de faible pression pour assurer une bonne longévité des stockages. Les stocks utiles définis sur les écosystèmes analysés sont de l'ordre de 80% de la capacité brute de stockage pour les stockages 350 bar, et de l'ordre de 30% pour les stockages 950 bars, ce qui se traduit par des marges d'optimisation de la production limitées.

Les 2 écosystèmes centralisé et semi-centralisé visités ont opté pour des conceptions sans stockage fixe, avec des rotations de tube trailers de capacité unitaire de l'ordre de 420 à 560 kg, et dont la somme maximale sur site reste réduite à moins d'une tonne. Etant conçus avec un foisonnement de stations-services ou de points d'usage à livrer, ils ont moins de difficulté à piloter la production pour éviter l'arrêt des électrolyseurs.

### **Les optimisations de fonctionnement sont programmées en premier lieu pour limiter l'intermittence de fonctionnement des électrolyseurs grâce à la variation de charge.**

A l'exception d'un site non piloté, tous les électrolyseurs ont été programmés dès l'origine pour optimiser les fonctionnements en limitant au maximum les cycles de mise en standby et d'arrêts/redémarrages. Les procédures de mise en standby permettent un arrêt de la production d'hydrogène avec le maintien des niveaux de température, de pression et de tension variés selon les modalités (standby chaud ou froid). Ces états permettent de redémarrer la production d'hydrogène plus rapidement (modulo les délais d'inertage partiel selon les technologies), tout en imposant des consommations énergétiques résiduelles. La mise à l'arrêt des électrolyseurs impose en revanche une baisse totale de pression et de température, et peut imposer des périodes d'inertage complet, ainsi que des délais de redémarrage plus conséquents du fait de la nécessaire remontée en charge, de température et de pressions.

Les optimisations de fonctionnement sont préconisées par certains constructeurs pour la pérennisation des équipements, ou découlent des observations faites par les exploitants en conditions réelles, au regard notamment des rendements (voir 2.4.). Par ailleurs les mises en standby et arrêts/redémarrages peuvent, selon les technologies, obliger à des longues procédures de redémarrage de la production d'hydrogène, de l'ordre de trente minutes à deux heures, incompatibles avec les besoins d'exploitation.

En conséquence la première optimisation de fonctionnement consiste à contrôler le taux de charge de l'électrolyseur, dans la limite des performances acceptables de la chaîne de production. Cette modulation de puissance permet de temporiser le remplissage des stocks tampons jusqu'aux prochains soutirages d'hydrogène pour ne pas avoir à arrêter l'électrolyseur par défaut de capacités de stockage. Ce fonctionnement s'opère d'autant plus facilement que l'exploitant sait prévoir par avance les occurrences de recharge des véhicules en station et donc les profils de soutirage des stockages. Dans ce cas, il lui est possible de programmer et maîtriser au mieux la production de l'électrolyseur.

La variation des taux de charge des installations de production est par ailleurs limitée par le dimensionnement des auxiliaires amont ou aval, interrogeant parfois le dimensionnement initial de la chaîne globale de l'écosystème. Il a ainsi été observé des limites basses imposées par des rendements dégradés de redresseurs ou transformateurs, et des limites hautes imposées par des capacités de débits des compresseurs.

### **Le pilotage horaire de production est conditionné à la conception des écosystèmes.**

La seconde optimisation de fonctionnement observée est économique, elle consiste à opérer un pilotage horaire de l'électrolyseur selon les coûts d'accès à l'électricité et les modalités de fourniture aux exploitants.

Sur les écosystèmes décentralisés, cette capacité d'optimisation reste très limitée du fait des contraintes d'exploitation, de stockage et de soutirage qui restent premières dans le pilotage. Un site fait exception grâce à une conception alliant des stockages limités à la moyenne pression et des systèmes de recharge lente de la flotte sur parking avec des profils de recharge très stables, qui permet d'utiliser pleinement les capacités de stockage utiles en maîtrisant les fréquences de recharges, et permettant de concentrer la production sur les plages d'heures creuses.

Sur l'écosystème semi centralisé, cette optimisation ne s'opère pas vraiment car les besoins de fourniture actuels nécessitent un fonctionnement continu à pleine charge. Par ailleurs l'intérêt économique peut être moindre du fait de conditions d'approvisionnement en électricité avantageuses via un PPA partiel sans frais de TURPE.

Enfin, sur le site centralisé, cette optimisation représente un atout majeur d'optimisation des coûts de production notamment en phase transitoire d'augmentation des consommations. L'exploitant prévoit le pilotage à la hausse et à la baisse de la production selon les signaux prix sur les marchés de gros de l'électricité où il se fournit directement, intégrant les mécanismes d'achat/vente d'électricité comme élément majeur de son modèle économique.

## 2.4. Les performances énergétiques des électrolyseurs et leur maintien dans le temps dépendent de leurs conditions d'exploitation

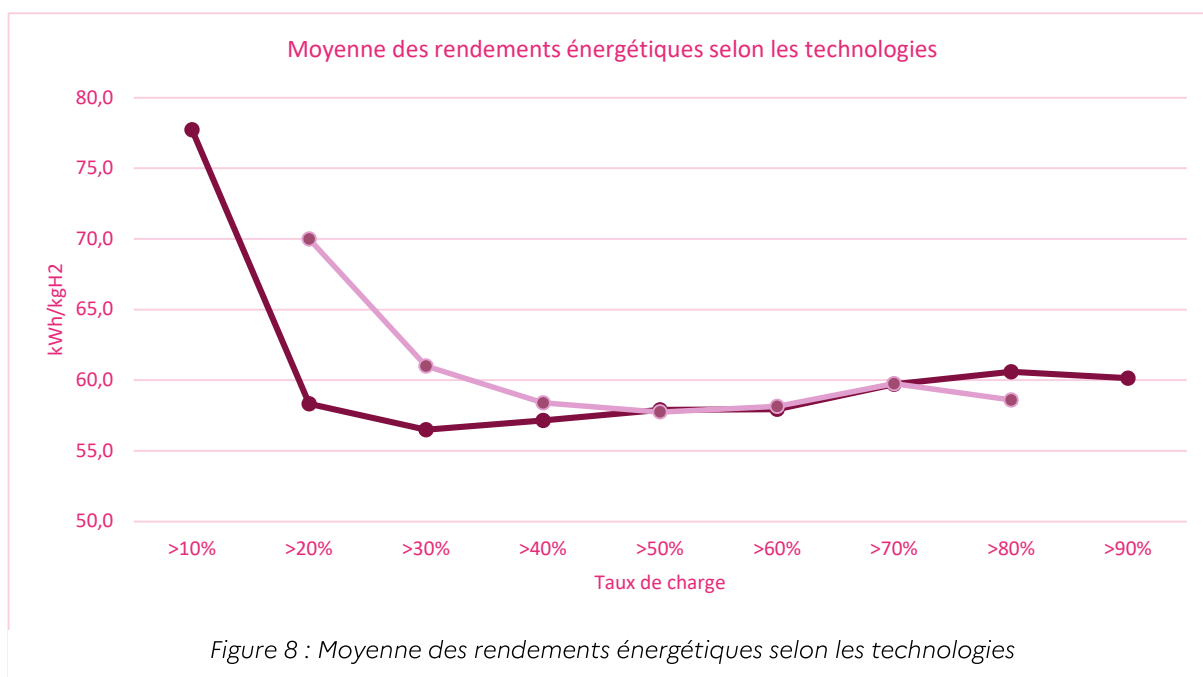
Selon le niveau de technicité des exploitants et les nécessités de fourniture d'hydrogène en aval, le pilotage d'une installation de production est réalisé dans le but de maintenir les performances dans le temps et assurer une durabilité maximum des équipements, au-delà de la simple recherche de l'optimum du rendement instantané.

**Les rendements énergétiques optimaux sont similaires selon les technologies, et conformes aux annonces des fabricants au point nominal, mais ils évoluent différemment selon les taux de charge.**

Si les performances énergétiques optimales des électrolyseurs (hors auxiliaires) sont, tous constructeurs confondus, de l'ordre de 58 kWh/kgH<sub>2</sub> à réception, les rendements constatés à différents niveaux de taux de charge sont différents selon les technologies et constructeurs. On observe ainsi des optimums aussi bien à 30%, 60% ou 80% de la puissance nominale des électrolyseurs.

Les électrolyseurs PEM observés, de deux constructeurs différents, ont tous des optimums d'efficacité énergétique sous les 50 % de la puissance nominale, tandis que les électrolyseurs alcalins ont des optimums entre 50 et 80%. Par ailleurs, les électrolyseurs alcalins semblent moins bien supporter les faibles charges, tout particulièrement en-dessous de 40 % de leur puissance nominale.

Si les électrolyseurs font généralement l'objet de mesures et de suivi des performances, peu d'exploitants poussent l'exercice au suivi de la chaîne globale de l'infrastructure de production. Ainsi certains ont pu noter que les rendements des auxiliaires amonts, notamment les redresseurs et transformateurs, peuvent être significativement dégradés en dessous de leur puissance nominale, amenant à réévaluer l'optimum de performances et les modalités de pilotage.



La prise en compte des auxiliaires propres à la production d'hydrogène (Balance of Plant) amène à évaluer les rendements moyens optimaux des équipements au point nominal de l'ordre de 60 kWh/kgH<sub>2</sub> à réception des électrolyseurs. Ces constats sont conformes aux annonces des fabricants. Il est à noter que la performance globale ramenée sur une année est inférieure, compte tenu de consommations électriques supérieures lors des stand-by et des redémarrages.

**Cependant, les rendements énergétiques évoluent significativement selon les modalités de fonctionnement imposées, mais les causalités sont complexes à évaluer pour les exploitants.**

La majorité des fabricants délivrent dans leurs garanties constructeur des taux de dégradation dans le temps auxquels se réfèrent les exploitants pour contrôler le maintien des performances. Bien qu'aucun fabricant ne communique sur le sujet, plusieurs exploitants interrogés font état de vitesses de dégradation observées proportionnelles aux fréquences des cycles de standby et d'arrêt/redémarrage, indépendamment de la technologie.

A titre d'exemple, dans le cas de l'écosystème centralisé, le suivi des performances a mis en avant des vitesses de dégradation supérieures aux prévisions constructeur lors des premiers mois d'exploitation où le fonctionnement était intermittent, alors que cette vitesse de dégradation est inférieure aux prévisions constructeurs depuis le fonctionnement continu en pleine charge. A contrario, le site qui ne bénéficiait d'aucun pilotage sur les premières années, amenant à des fréquences de cycle très élevées, a vu des dégradations très rapides imposant à l'exploitant plusieurs changements de stacks des équipements en l'espace de 5 ans sans bénéficier de retour sur les causes.

Il est possible dans certains cas que les prescriptions des constructeurs ne soient pas systématiquement suivies par les exploitants ou mainteneurs. Par exemple, selon les technologies, des modalités d'inertage des équipements peuvent être prescrites par les constructeurs, notamment les dépressurisations et purges de stack pour éviter les électrisations potentielles et la dégradation prématurée des cellules du stack. Ces procédures peuvent imposer des temps d'immobilisation incompatibles avec l'exploitation ou non intégrés au process. Toutefois même avec le suivi de ces procédures, les arrêts qui entraînent des dépressurisation et refroidissement total des unités semblent accélérer les dégradations des stacks.

Les exploitants interviewés font part de garanties constructeurs de l'ordre de 65 000 à 75 000 heures de fonctionnement avec une dégradation des performances énergétiques à terme de l'ordre de 15 % (soit 0,2 point pour 1000h). S'il pouvait initialement être estimé une durée de vie de l'ordre de 9 ans pour les électrolyseurs fonctionnant en base, celle-ci pourrait être notablement inférieure selon les cas d'usages appliqués : les observations laissent supposer des durées de vie de l'ordre de 7 à 8 ans, même si sur un cas observé, la durée de vie des stacks se limite à 12 mois.

## **2.5.A l'exception d'un site, quelques défauts de conception initiale des électrolyseurs ont été corrigés tandis que les pannes et difficultés rencontrées en exploitation concernent principalement les auxiliaires**

Les retours sur les problèmes techniques de mise en service des premiers électrolyseurs sont difficiles à obtenir de la part des acteurs économiques (exploitants, fabricants), pour des raisons compréhensibles de confidentialité et dans un contexte de compétition importante entre fabricants. Les problématiques évoquées ci-dessous ont été relevées via différentes sources : entretiens, visites de sites, rapports d'essais dans le cadre de démonstrateurs, bibliographie.

Les électrolyseurs alcalins et PEM sont des technologies considérées comme matures et constituent la grande majorité des démonstrateurs déployés à ce jour ainsi que des projets ayant obtenu les décisions finales d'investissements<sup>8</sup>. Ces technologies sont opérées dans des contextes industriels depuis les années 1930 pour les technologies alcalines<sup>9</sup>, et plus tardivement sur la technologie PEM<sup>10</sup>. Néanmoins, les

<sup>8</sup> Source IEA : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>

<sup>9</sup> Électrolyseurs Pechkranz - 120MW – Vemork – Norvège – H<sub>2</sub> pour procédé Haber Bosch : Histoire de l'électrolyse alcaline de l'eau à nos jours – Christian Bailleux

<sup>10</sup> Challenges in Water Electrolysis and Its Development Potential as a Key Technology for Renewable Energies - Jürgen Mergel and Detlef Stolten 2012 Meet. Abstr. MA2012-02

démonstrateurs en opération depuis ces cinq dernières années pour les applications mobilités ont mis en évidence des problématiques techniques inhérentes au déploiement industriel à plus grande échelle de solutions expérimentées dans un premier temps à échelle réduite.

La maturité d'une solution technique ne se détermine pas uniquement à sa brique technologique, mais à l'ensemble de la chaîne de valeur dans laquelle elle s'inscrit. Si les filières industrielles et académiques ont une bonne connaissance de ces deux technologies à un niveau pilote ou démonstrateur, sa nouvelle industrialisation d'une part, et les interfaces avec les réseaux électriques et les procédés aval d'autres part, conduisent à opérer ces électrolyseurs en dehors des plages de fonctionnement nominales avec des besoins de productions erratiques.

Les applications en mobilité sont particulièrement complexes par rapport aux usages industriels avec des contraintes de distribution sur les stations auxquelles sont intégrés les électrolyseurs, imposant de fortes pressions, des besoins de refroidissement, des débits limités, et des soutirages très ponctuels. Outre les dégradations potentielles des électrolyseurs, ces contraintes mettent également en défaut les équipements auxiliaires allant de la compression à la distribution.

Les problématiques techniques constatées ou remontées par la filière sont liées à plusieurs facteurs :

- Un manque de fiabilité de fonctionnement des stacks pour des conditions d'alimentation électrique variables, amenant des phénomènes de transfert indésirables pouvant impacter la sécurité ;
- Des problèmes de dimensionnement et d'installation des sous composants nécessaires à la construction des électrolyseurs (vannes, compresseurs, instrumentation, tuyauterie) et des contrôles commandes associés.

### **Les électrolyseurs ont subi des difficultés de mises en service du fait de défauts de conception en phase d'apprentissage.**

Les visites de sites d'écosystèmes ont permis d'identifier plusieurs cas de fuite d'hydroxyde de potassium (électrolyte) sur des électrolyseurs alcalin :

- Un défaut de conception particulier à un fabricant a été identifié : des joints de stacks se sont dégradés trop rapidement sous l'effet de la température et de la pression, et ont lâchés causant une fuite de KOH. L'électrolyseur a dû être remplacé pendant plusieurs mois par une solution temporaire d'alimentation en hydrogène par tube trailers avant le remplacement par un nouvel électrolyseur corrigeant le défaut de conception, l'étanchéité étant alors assuré par un système de brides.
- Des défauts de mise en œuvre ont été identifiés à plusieurs reprises sur les systèmes de tuyauterie, avec des équipements mal sertis, des vanneries non adaptées aux vibrations, ou des défauts de réglages PID de vanneries.

Sur les électrolyseurs PEM les témoignages font état d'un défaut de conception particulier à une série d'un fabricant sur les consignes de niveaux de pressions internes. Une pression trop élevée a amenée à une dégradation prématurée des membranes et a conduit le fabricant à remplacer les membranes et à baisser les consignes de pression.

### **Mais la majorité des complications concerne les auxiliaires amonts et avals des électrolyseurs dénotant une difficulté d'intégration d'équipements industriels existants tant en conception qu'en installation.**

Outre les problèmes de corrosion survenant de temps à autres, liés à l'utilisation d'un électrolyte basique, les problèmes relatifs aux équipements constituant les auxiliaires (pompe de recirculation de l'électrolyte, purificateur et sécheur des co-produits, compresseur, système de refroidissement) sont le plus souvent issus d'une dégradation des conditions d'électrolyse, et des conséquences d'un fonctionnement de l'infrastructure en dehors de sa plage de fonctionnement nominale (charge faible, long stand by entre des marches/arrets consécutifs).

Ces problèmes peuvent également être la conséquence d'un mauvais dimensionnement par rapport aux besoins réels car on peut constater que les installations assemblent parfois des produits disponibles sur étagère chez les sous traitants ou fournisseurs, mais ne répondant que partiellement aux conditions d'utilisation des électrolyseurs. Ce constat n'est pas à négliger pour bien des projets, notamment pour les projets de mobilité avec des usages de l'hydrogène variables et non stabilisés (en France ou à l'international<sup>11</sup>).

- La compression

Le stade de la compression semble particulièrement problématique avec plusieurs écosystèmes ayant subi des avaries longues ou des difficultés d'exploitation du fait de défauts de dimensionnement initiaux. Il a été observé des limitations de fonctionnement du fait de débits d'entrée de compresseur inférieurs au débit nominal de l'électrolyseur, et des mises en défaut de compresseurs dimensionnés pour la pression nominale et non minimale du stockage buffer (exemple sur un site, la pression d'entrée était supposée à 30 bars, alors que la pression réelle n'était que de 15 bars compte tenu de stockage dans le buffer réduit). Sur un autre site, l'absence de stockage tampon dans le design initial a mis en difficulté le compresseur dont la modulation peinait à s'adapter au fonctionnement de l'électrolyseur. Enfin sur un autre écosystème la conception avec le compresseur placé en amont du purificateur hydrogène a amené des résidus d'huile dégradant le purificateur, nécessitant la mise en place d'un filtre intermédiaire.

- Les contrôles commandes

Une des problématiques opérationnelles importantes est la mise à jour et l'adaptation des logigrammes de contrôle commande des installations. De nombreux problèmes de mode de fonctionnement sont liés à l'automatisme, qui intègre encore mal les différents modes de fonctionnement des électrolyseurs et les différents équipements auxiliaires de manière robuste, participant grandement aux écueils de la plupart des installations visités. Les électrolyseurs souffrent de fiabilité de l'électronique de puissance, qui peut être plus ou moins prépondérante selon les modes de régulation (contrôle commande) des électrolyseurs. Ces problèmes d'adaptation de l'électronique de commande et de contrôle ne sont, là aussi, pas insurmontables, mais inhérents à une courbe d'apprentissage relative à de nouvelles installations changeant d'échelle (du pilote, au démonstrateur, jusqu'à l'installation commerciale). Ces problèmes de contrôle commande ont été fréquemment observés sur les écosystèmes visités avec des difficultés de lien redresseur-électrolyseur, électrolyseur-compresseur, compresseur-refroidisseur, compresseur-station, ou encore refroidisseur-station.

- Les tuyauteries

Des problématiques de tuyauteries et vanneries ont été fréquemment observées. Les simples défauts de serrage relevant de défaut de mise en œuvre et de non respect des prescriptions constructeurs ont fréquemment été relevés amenant à des fuites d'hydrogène, d'électrolyte KOH ou d'eau.

Au-delà des problèmes de mise en service, un problème de conception d'un clapet de vanne pneumatique identifié sur un équipement en Allemagne a amené à des remplacement préventifs sur deux écosystèmes visités, en obligeant à des mise à l'arrêt temporaires.

- Les conditionnements d'équipements

Une problématique de conception des conteneurs d'intégration des électrolyseurs a été identifiée sur plusieurs sites avec des températures de consigne d'arrêt au-delà de 40 °C. Cette température, très facilement atteinte pour un conteneur non abrité ou refroidi, a amené à des mises en sécurité régulières des équipements. Les actions correctives vont de l'ombrage à la mise en place de systèmes de refroidissement spécifiques en passant par l'arrosage des conteneurs.

---

<sup>11</sup> <https://www.hydrogeninsight.com/transport/inconvenience-about-half-of-all-hydrogen-refuelling-stations-in-south-korea-have-broken-down-since-start-of-2022/2-1-1713793>

- Le stockage

Les systèmes de stockage ont fait l'objet de peu de remontées si ce n'est un incident d'installation avec un stockage de capacité 300 bars livré sans respect des procédures de conservation à l'azote sous pression minimum. L'exposition des cylindres à une pression trop faible a endommagé le liner interne qui risquait de se détacher de la paroi du cylindre, et a amené à un remplacement de l'équipement.

- Le traitement de l'eau

L'enjeu de maintien de la qualité de l'eau a été évoqué particulièrement sur deux écosystèmes équipés d'électrolyseur PEM. La variation de la qualité de l'eau du réseau potable peut être trop conséquente et amener à des pollutions notables lors d'événements climatiques particuliers, obligeant à la mise en place de nouveaux filtres complémentaires. Les auxiliaires complémentaires de traitement de l'eau peuvent amener à des besoins de maintenance supplémentaires notamment pour la gestion des filtres,

Au-delà des pollutions par particules, la pureté de l'eau ne semble pas systématiquement contrôlée et corrigée, alors qu'il est établi que les électrolyseurs PEM semblent particulièrement sensibles à ce paramètre, notamment à la présence d'ions  $Fe^{2+}$  et  $Fe^{3+}$ . Ces ions, abondant dans les eaux circulant dans les canalisations en fer ou acier<sup>12</sup>, ont des effets néfastes vis-à-vis de la dégradation des membranes.

- Les systèmes de distribution et le refroidissement associé

Les systèmes de distribution concentrent une partie importante des défauts sur les écosystèmes concernés. Au-delà des problèmes de communication des bornes de recharge, il est noté des difficultés de programmation des recharges spécifiques pour chaque constructeur de véhicule, même si un système de communication borne-véhicule normé doit permettre à brève échéance de passer outre ce problème.

Selon les véhicules concernés, leurs typologies de stockage et les vitesses de recharge recherchées, les stations nécessitent la mise en place de systèmes de refroidissement pour maintenir la température d'injection de l'hydrogène. La recharge haute pression notamment, implique forcément la mise en place de refroidissement, avec des difficultés d'intégration de groupes froid qui peuvent être sensibles à l'intermittence de fonctionnement, avec des contrôles commandes avec la distribution complexes.

Les systèmes de refroidissement ont également fait l'objet de déconvenues avec les échangeurs à plaques qui se révèlent particulièrement sensibles aux résidus d'humidité contenus dans l'hydrogène qui peut geler et diminuer les débits. Si l'action corrective est coûteuse et déperditive en hydrogène, via sur-purification ou réchauffage ponctuel de l'échangeur, la conception via échangeur tubulaire est a priori moins sensible à ces résidus d'eau.

---

<sup>12</sup> Etude de la fiabilité, de la durabilité et de la sécurité des électrolyseurs alcalins et PEM. IMdR. SOUAL S.

## 2.6. La filière est encore en maturation, et peine à consolider ses acquis ; elle est pénalisée par la confidentialité imposée par les fabricants

**Le filière électrolyse est encore en phase d'apprentissage pour l'industrialisation adaptée aux spécificités des besoins décentralisés de la mobilité**

La production d'électrolyseurs est encore artisanale. La majorité des fabricants d'électrolyseurs sont des entreprises ou entités de petites tailles, dont les premiers électrolyseurs livrés à ce jour et en fonctionnement ont été en partie assemblés manuellement dans des ateliers. L'ordonnancement, la logistique<sup>13</sup>, les méthodes de montage, le contrôle qualité de la production ne sont pas encore compatibles avec une production en série pour un déploiement fiable. Ce problème n'est pas spécifique aux petites structures indépendantes mais existe également chez des sociétés industrielles de réputation mondiale. Des problèmes assez surprenants de qualité produit ont ainsi été remontés, y compris pour des constructeurs de taille mondiale (ex : absence de mise à la terre, mauvais dimensionnement des disjoncteurs électriques, absence de manuel maintenance dans la langue utilisateur,...). Les problèmes techniques rencontrés sont ainsi la conséquence et le révélateur du manque de « maturité produit » des électrolyseurs développés par les fabricants à la date de leur fourniture.

En outre, une chaîne de valeur est constituée d'une multitude de sous traitants spécialisés (stack, compresseurs, vannes, automates, filtration, tuyauteurs, instrumentations), qui eux mêmes ont vu un marché ou une demande s'intensifier : cela a mis en tension leurs propres moyens de production, tant au niveau technique, du contrôle qualité, que de la logistique. Les délais d'approvisionnement des pièces ainsi que leur traçabilité font encore souvent défaut, empêchant les installations de fonctionner ou d'être dépannées correctement. Par exemple certaines stations de distribution d'hydrogène, mettent en exergue les mêmes maux : afin de respecter les délais, des compromis sur la qualité ont été réalisés sur ces premières réalisations, pénalisant la fiabilité des équipements installés sur place.

Les problèmes rencontrés sont ainsi le produit d'un effet de volume et d'un effet d'échelle, sur une courte période. Les travaux sur les conditions techniques d'opérations telles que présentées précédemment (fiabilité des stacks, qualité des composants, conception, électronique de contrôle inadaptée) rentrent en conflit avec une nécessaire montée des cadences et des puissances : les fabricants d'électrolyseurs ont du répondre à cette montée en charge rapide de la commande (explosion du nombre de projets en Europe et dans le monde) avant même d'avoir pu consolider les problématiques techniques et d'intégration des nouveaux mode de fonctionnement, à diffuser auprès des acteurs de la filière (prescripteurs, commanditaires, exploitants, etc.).

**Les difficultés d'acquisition et de pérennisation de la technicité complexifie la consolidation des acquis et leur valorisation**

Le manque de maturité de la filière concerne également l'installation et l'exploitation des systèmes d'électrolyse. L'installation de centrales de production d'hydrogène électrolytique n'a, à ce jour, que peu impliqué les équipes des grands groupes industriels et le retour d'expérience n'en est qu'à son début. Les entreprises installatrices et exploitantes ont du développer des compétences sur des métiers essentiels aux ouvrages spécifiques à l'électrolyse et peinent parfois à recruter/pérenniser les effectifs de techniciens .

D'autre part, la gestion des pièces de première urgence pour le fonctionnement des sites de production, et la mise en place des contrats de maintenance ne sont pas toujours respectés. Si les grands groupes se positionnent sur les contrats de maintenance ou d'opérations de certains écosystèmes, ils essayent de

---

<sup>13</sup> Dont la disponibilité des pièces de rechanges

sous-traiter certains niveaux de maintenance à des sociétés locales pour réduire les coûts d'opération mais sont confrontés à un défaut de formation particulière à la technologie électrolytique.

Les bonnes pratiques bien établies dans les industries matures manquent encore à la filière hydrogène aujourd'hui, en dépit de leur assimilation progressive par des entreprises de taille et de culture industrielles, et ne tiennent fréquemment que par la maîtrise par un nombre limité d'opérateurs au sein des structures.

### **La confidentialité des fabricants freine notablement la montée en compétence de la filière**

Si dans le présent exercice les exploitants partagent globalement leurs retours d'expériences pour accompagner l'apprentissage de la filière, ils regrettent toutes les restrictions imposées par les constructeurs sur le fonctionnement de leurs équipements. Bien que les enjeux de protection de la propriété intellectuelle sont importantes dans une logique concurrentielle, les réticences des fabricants sur le fonctionnement de leurs équipements empêchent leur bonne maîtrise par les exploitants.

Les constructeurs ont des instrumentations conséquentes leur permettant un suivi précis des équipements et auxiliaires mais ont tendance à limiter fortement leur accès aux exploitants alors qu'ils se bornent eux-même à surveiller et éviter les fonctionnements dans les limites extrêmes. Ainsi, les prescriptions d'usage sont souvent limitées alors que des informations plus étayées de leur part permettraient d'optimiser notablement les équipements et leurs pérenités.

Par crainte de la rétro-ingénierie, qui pourrait in fine bénéficier aux constructeurs concurrents, les fabricants limitent trop fortement le partage d'informations, pénalisant la montée en compétence des opérateurs pourtant clé pour la fiabilisation des outils et des méthodes.

### 3. Analyse économique : un bilan en faveur d'installations de production mutualisées

#### 3.1. Les dépenses CAPEX finales sont globalement cohérentes avec les prévisionnelles établies, de l'ordre de 1,2 M€/MW sur l'échantillon des électrolyseurs observés

Lors des phases de candidature aux appels à projets Ecosystèmes hydrogène, les porteurs indiquaient des coûts d'investissement de l'ordre de 1800 k€/MW pour la partie électrolyse, avec un delta correspondant au périmètre d'intégration des auxiliaires (le détail des postes n'est pas systématiquement disponible, notamment lors de l'intervention d'équipementiers).

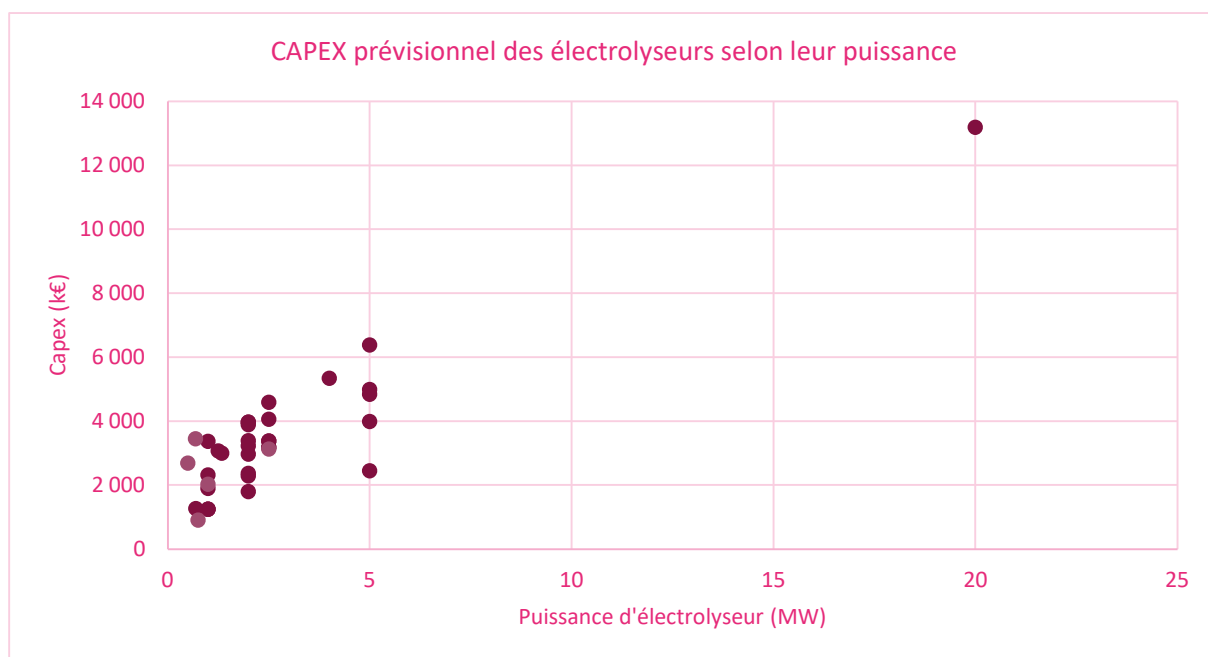


Figure 9 : CAPEX prévisionnel des électrolyseurs selon leur puissance

Les coûts finaux constatés sont globalement conformes aux prévisionnels, et même inférieurs pour certains rapportés à la puissance installée qui a été réhaussée. Seul l'un des écosystèmes montre un surcoût entre prévisionnel et réalisé, du fait d'une trop faible estimation initiale des coûts de raccordement au réseau électrique.

Rapporté aux seuls électrolyseurs, le coût des équipements s'établit autour de 1,2 M€/MW avec des écarts proportionnels aux puissances installées, alors que les coûts globaux sur l'ensemble des installations de production (intégrant les travaux de génie civil, l'acquisition d'auxiliaires de production et les frais études) sont de l'ordre de 3,5 M€/MW avec un écart d'autant plus marqué selon les puissances et économies d'échelles.

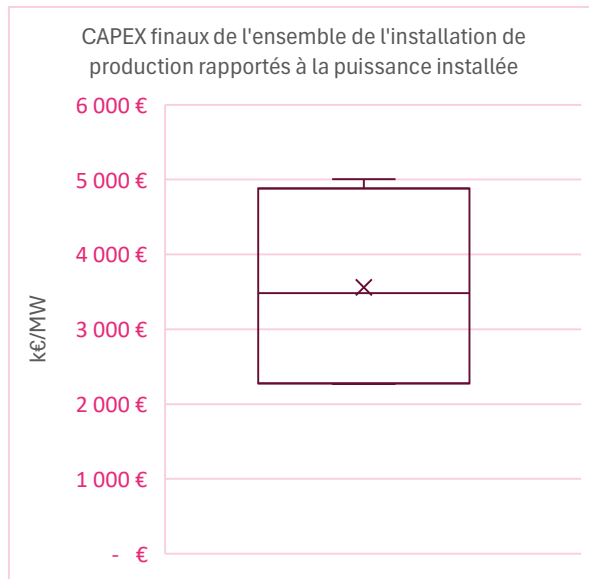


Figure 11 : CAPEX finaux de l'ensemble de l'installation de production rapportés à la puissance installée

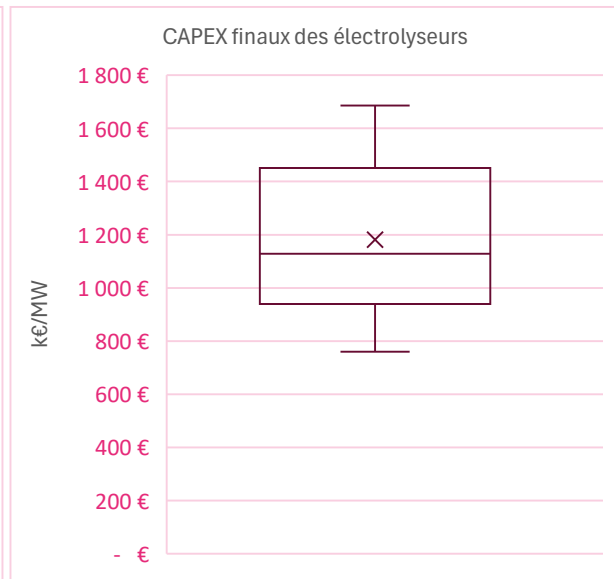


Figure 10 : CAPEX finaux des électrolyseurs

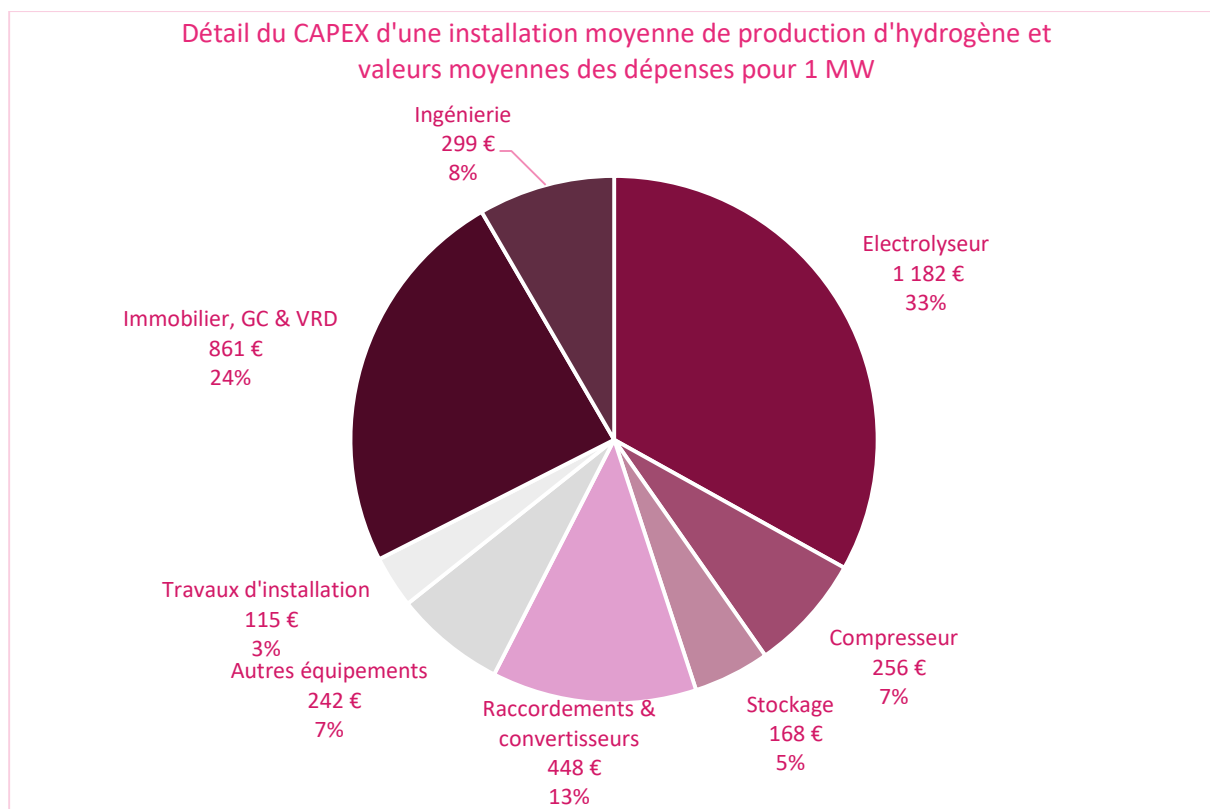


Figure 12 : Détail du CAPEX d'une installation moyenne de production d'hydrogène et valeurs moyennes des dépenses pour 1 MW

### 3.2. Les dépenses OPEX ont été largement sous-estimées, avec notamment des coûts fixes conséquents et indépendants du volume d'hydrogène produit

Les dépenses d'OPEX ont été assez largement sous-estimées dans les cas analysés, avec des composantes diverses, et un fort impact des coûts fixes qui ne sont amortissables qu'avec des volumes conséquents d'hydrogène commercialisés, ce qui n'est pas le cas à date pour la plupart des écosystèmes. Initialement estimés en moyenne à 6,2 €/kgH<sub>2</sub> pour les écosystèmes analysés, les OPEX réels s'élevaient en réalité à 32 €/kgH<sub>2</sub> en moyenne, avec cependant de grandes disparités directement proportionnelles aux quantités d'hydrogène produites (de 7 à 101 €/kgH<sub>2</sub>). En conditions optimales de fonctionnement et de distribution<sup>14</sup>, il serait néanmoins envisageable d'approcher les coûts prévisionnels initiaux, avec des dépenses d'OPEX de l'ordre de 9 €/kgH<sub>2</sub>. Cette approche ne considère pour les écosystèmes décentralisés qu'un fonctionnement à 50% des capacités de production des électrolyseurs, intégrant les limites techniques imposées par les capacités réelles de stockage sur site et par les fréquences de recharges

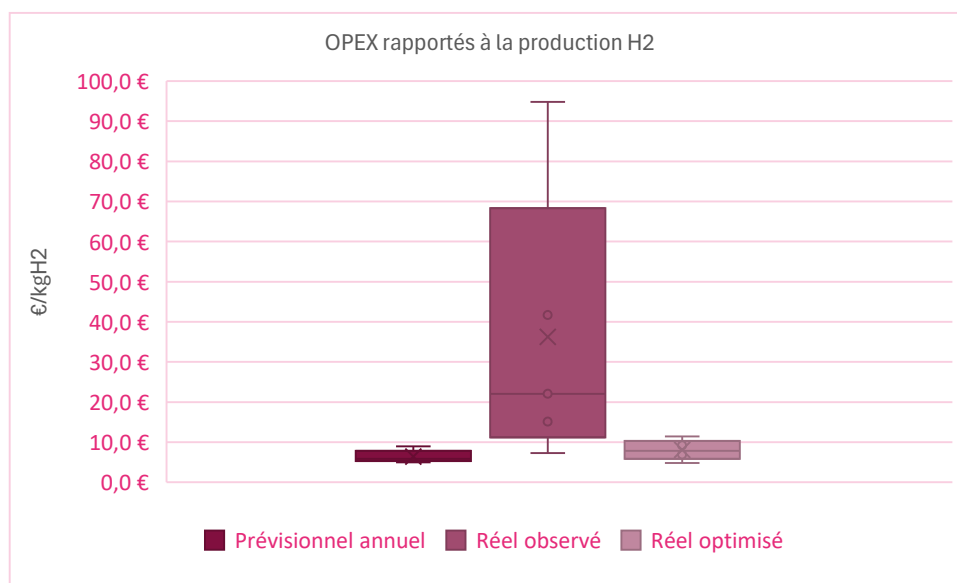


Figure 13 : OPEX rapportés à la production H<sub>2</sub>

Les coûts d'électricité constituent la part majoritaire des dépenses OPEX, et ils ont été logiquement largement sous-estimés puisque les projets ont été dimensionnés avant la crise énergétique de 2021. Seul un écosystème ayant sécurisé une part de ses approvisionnements via un contrat d'achat direct d'énergie à une installation voisine a pu contenir ses coûts du fait de circonstances particulières. Les coûts moyens observés d'approvisionnement en électricité s'établissent à 10,9 €/kgH<sub>2</sub> avec un minimum de l'ordre de 3 €/kg, avec un impact notable du niveau de production et des soutiens sollicités (voir 3.3.).

<sup>14</sup> Il est à noter que les écosystèmes décentralisés sont pénalisés par les capacités de stockage d'hydrogène sur site, et les fréquences de soutirage par les usages, qui limitent généralement les capacités de fonctionnement des électrolyseurs. Dans une version optimisée, on considère que la production atteint 50% de sa capacité nominale.

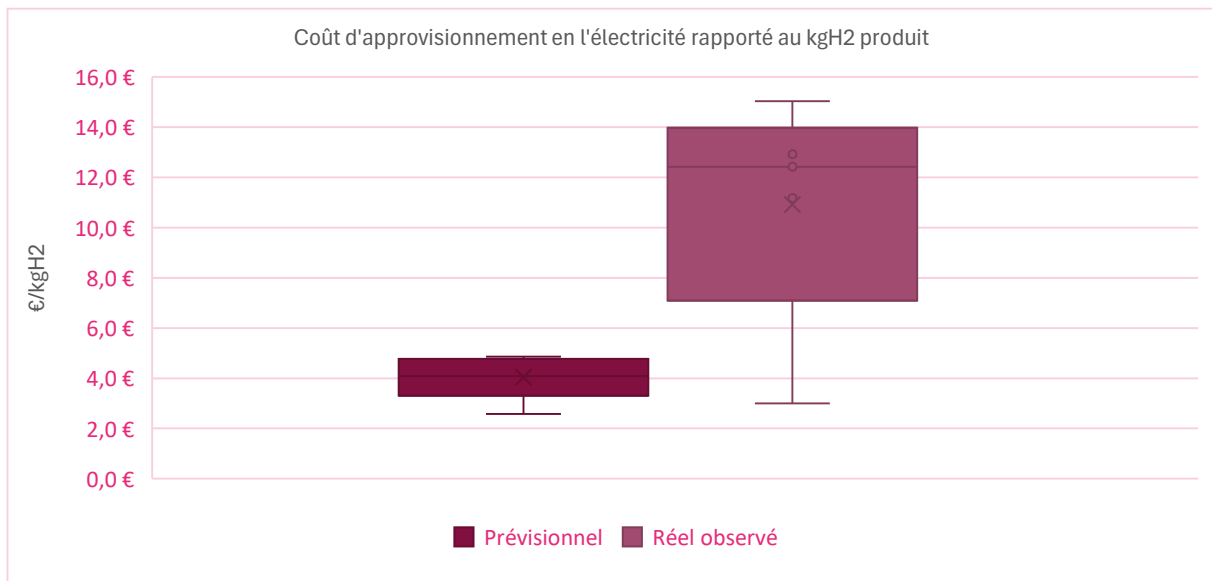


Figure 14 : Coût d'approvisionnement en l'électricité rapporté au kgH2 produit

Les coûts d'opération et maintenance ont également été largement sous-estimés, d'un facteur 2 à 5, pour 3 écosystèmes sur 5 analysés. Les coûts finaux observés sont de l'ordre de 120 à 260 k€/an indépendamment des niveaux de production d'hydrogène. Si l'ensemble des exploitants cherche des moyens de réduction de ces coûts, il est d'avis partagé qu'un coût minimum de l'ordre 100 k€/an semble incompressible à court terme. Seul le niveau de production d'hydrogène permettrait d'amortir ces coûts fixes, qui s'établiraient ainsi à 1,6 €/kgH2 dans le meilleur des cas pour une moyenne constatée à date de 20 €/kgH2.

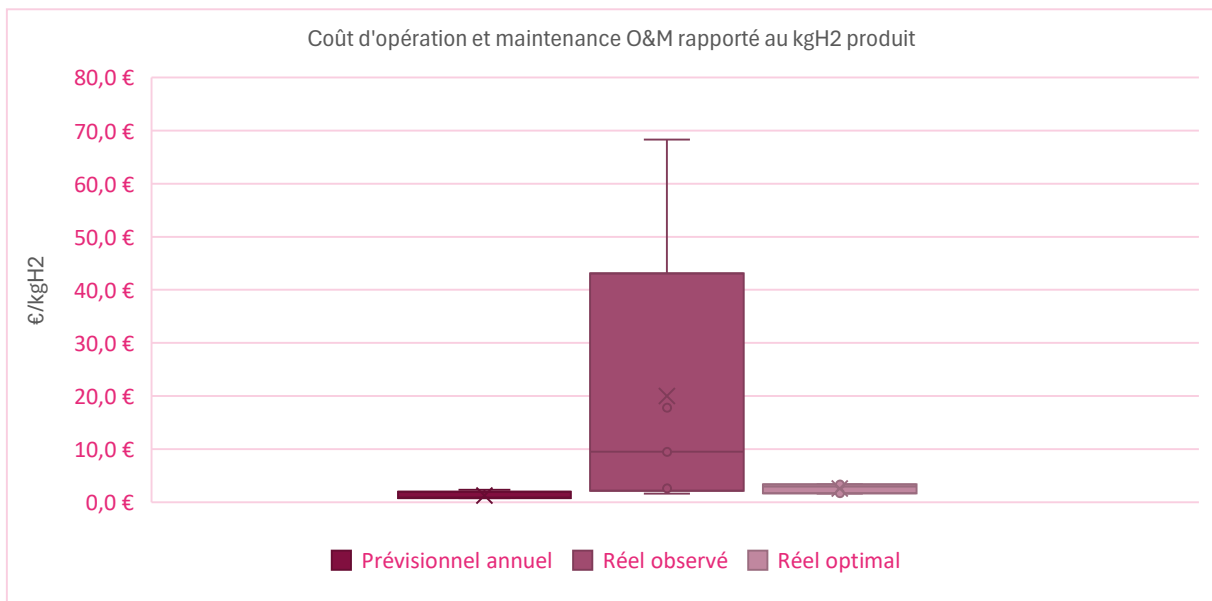


Figure 15 : Coût d'opération et maintenance O&M rapporté au kgH2 produit

Par ailleurs les coûts annexes, comprenant la gestion et le pilotage des projets, les fonctions supports des écosystèmes, incluant notamment la gestion logistique des écosystèmes centralisés, les coûts d'imports d'hydrogène de secours, et divers taxes et loyers, ont également été sous-estimés par plusieurs opérateurs d'écosystèmes, amenant à des coûts de l'ordre de 2,8 à 18 €/kgH2, là encore proportionnels aux niveaux de production.

### 3.3. L'électricité est une composante conséquente des OPEX, dont une part fixe s'amortie avec le volume de production, mais le coût de l'électricité pourrait bénéficier d'optimisations

A une exception près, l'ensemble des écosystèmes a opté pour des contrats de fourniture d'électricité classiques, avec ou sans option d'électricité renouvelable. A l'exception d'un écosystème bénéficiant d'un raccordement direct, les fournitures via des contrats d'achat direct de type PPA (Power Purchase Agreement) ont été jugés trop coûteux et trop risqués du fait des pénalités de non-consommations importantes (modalité Take-Or-Pay) et de montées en production trop incertaines dans la majorité des projets.

Les fortes puissances de souscription des écosystèmes, de l'ordre de 1 MW à 3 MW, induisent des niveaux de TURPE (Tarif d'Utilisation de Réseau Public d'Electricité) conséquents, répartis entre une composante liée à la puissance de raccordement et une composante liée au soutirage d'énergie. Avec des niveaux de consommation d'électricité divers par rapport à des puissances de souscription élevées, la composante puissance du TURPE (CTA comprise) varie de l'ordre de 30 à 71 % selon les écosystèmes. De ce fait on observe des niveaux de TURPE rapportés à la consommation d'électricité de l'ordre de 14 à 52 €/MWh, se traduisant par des coûts de 0,8 à 5,1 €/kgH<sub>2</sub> produit, soit entre 18 et 40 % des coûts de production liés à l'électricité. Aucun des écosystèmes visités n'atteint le seuil de 10 GWh/an de consommation d'électricité caractérisant l'électro-intensivité qui lui permettrait d'être éligible à l'abaissement de TURPE. Cependant, une mobilisation du dispositif pour des écosystèmes de plus fortes puissances (et sous réserve d'usages compatibles au régime d'abaissement de TURPE) permettrait de réduire le TURPE à un niveau inférieur à 0,5 €/kgH<sub>2</sub> pour une production optimisée.

On observe par ailleurs une méconnaissance des dispositifs fiscaux relatifs à l'électricité, puisque la demande d'exonération d'accise sur l'électricité n'a pas été systématiquement demandée alors que les sites d'électrolyse sont tous éligibles à ce mécanisme fiscal. Etablie à environ 26,8 €/MWh en 2024, l'exonération permettrait une réduction de l'ordre 1,6 €/kgH<sub>2</sub>, aisément mobilisable par les exploitants.

La TVA sur l'électricité reposant sur l'ensemble des coûts (fourniture, TURPE, accise), la réduction de ces assiettes amène également à une réduction des coûts de TVA, estimée de l'ordre de 0,4 €/kgH<sub>2</sub> pour les sites bénéficiant de l'exonération d'accise, et hypothétiquement de l'ordre de 1 €/kgH<sub>2</sub> (0,6 à 1,2) pour les sites bénéficiant d'exonération d'accise et d'abaissement de TURPE.

Par ailleurs, comme pour l'accise, la demande de compensation carbone à laquelle sont éligibles les sites de production d'hydrogène a systématiquement été négligée – hormis un site – alors qu'elle permettrait une compensation de l'ordre de 26,4 €/MWh en 2025 se traduisant par une réduction du coût de l'hydrogène produit de 1,6 €/kgH<sub>2</sub>.

Les soutiens publics indirects à la production d'hydrogène via les mécanismes de soutien à la consommation d'électricité (accise + compensation carbone + réduction indirecte de TVA) sont de l'ordre de 3,9 €/kgH<sub>2</sub>, auxquels s'ajouterait pour de futurs sites électro-intensifs, un soutien potentiel via l'abaissement TURPE de l'ordre de 1 €/kgH<sub>2</sub> : soit un abaissement théorique maximum de l'ordre de 5 €/kgH<sub>2</sub> à raison de 75 €/MWhé. Sur les écosystèmes visités, la mobilisation de l'ensemble des dispositifs existants permettrait des optimisations allant de 1,5 à 3,8 €/kgH<sub>2</sub>.

Au-delà de fiscalités plus avantageuses sur les sites de production centralisés, le changement d'échelle amenant à des consommations d'électricité conséquentes justifie l'intégration de l'achat d'électricité directement sur les marchés de gros sans intermédiaires ou en passant par des agrégateurs : cela constitue une seconde marge d'optimisation possible pour abaisser le coût de l'hydrogène produit sur les sites. Cette intégration permettrait la mise en place de pilotage de la production, à la baisse comme à la hausse, selon l'évolution des marchés SPOT et les phases d'achat ou de vente d'électricité. Au-delà des services réseau qu'apporterait ce pilotage flexible, il permettrait également aux exploitants de limiter notablement les coûts de fourniture d'électricité.

### 3.4. Les coûts de logistique de transport, associée aux productions centralisées, sont importants mais s'amortissent bien par les économies d'échelles

Les coûts de logistique et de transport de l'hydrogène, entre le site de production et les stations-service, sont comptabilisés à des fins de comparaison des coûts d'hydrogène entre les écosystèmes centralisés et décentralisés. Ces coûts sont composés : des coûts de transport seul et des coûts de mise à disposition des tube trailers.

Les évaluations de coût sont systématiquement réalisées sur les capacités totales des tubes trailers, ce qui amène à une augmentation des coûts rapportés à la capacité utile, qui dépend elle des typologies de stockage et des capacités de compression des stations de distribution.

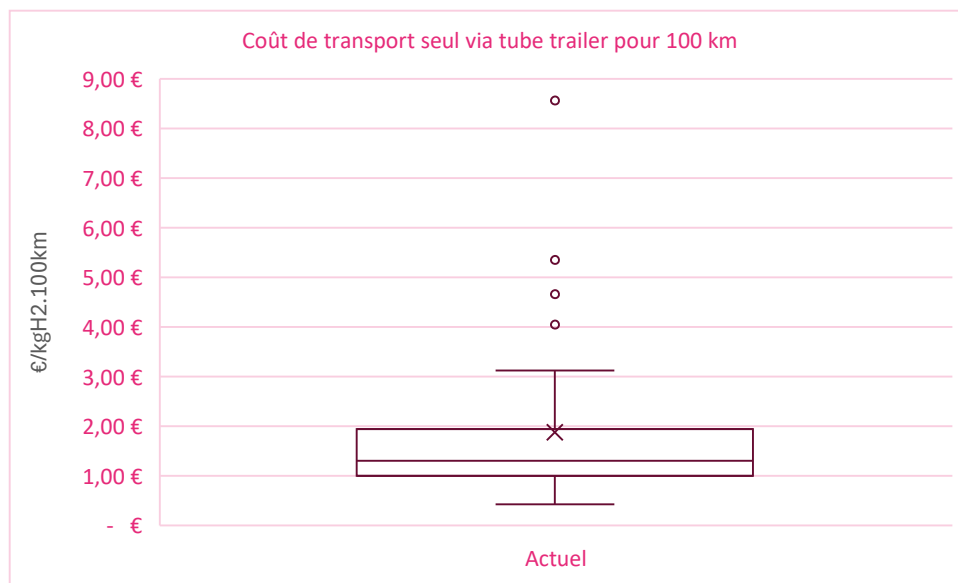


Figure 16 : Coût de transport seul via tube trailer pour 100 km

Les coûts de transport seul sont les coûts usuels du marché des transports. Rapportés au kg d'hydrogène<sub>2</sub>, ils sont constatés dans une fourchette allant de 0,7 à 3 €/kgH<sub>2</sub>.100km selon les capacités des tubes trailers, hors prix exceptionnel de fait de kilométrages particulièrement courts ou longs. Les trajets courts sont impactés par des coûts fixes de logistiques tandis que les trajets longs sont impactés entre autres par le recours au carburant B100, indispensable au respect du seuil bas carbone (3,38 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>).

Les coûts de mise à disposition des tubes trailers sont plus importants et correspondent à de l'amortissement d'équipements, du fait du coût des tubes trailers compris entre 250 et 800 k€ selon les capacités et les niveaux de commande. Les durées et volumes d'engagement des clients peuvent notablement diminuer les coûts de mise à disposition en permettant aux fournisseurs de sécuriser leurs investissements et amortissements. Rapporté au volume transporté, le coût de la mise à disposition des tubes trailers est évaluée entre de 1,5 à 4 €/kgH<sub>2</sub>, avec des perspectives de baisse liées à l'amortissement des équipements. Les coûts observés dans certains cas amènent à supposer des durées d'amortissement très courtes par rapport à la durée de vie des équipements, ou à des marges très conséquentes réalisées sur leurs locations.

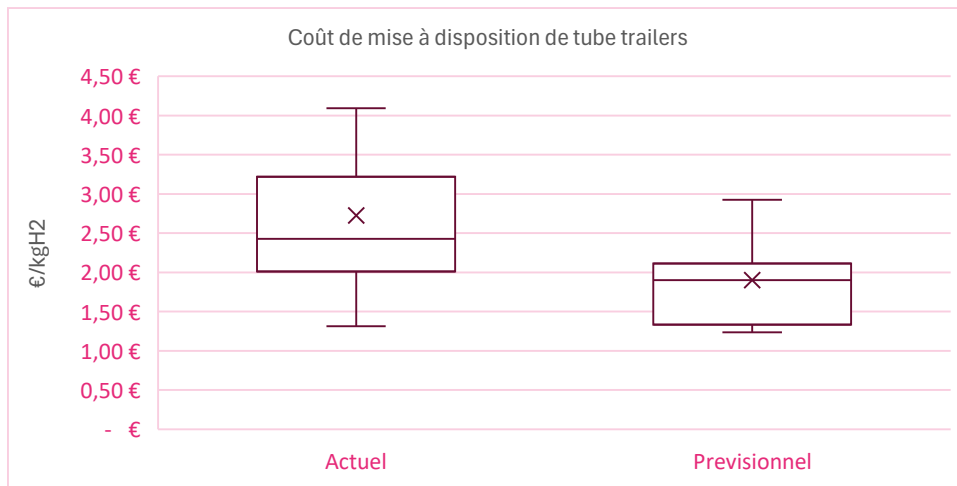


Figure 17 : Coût de mise à disposition de tube trailers

Les coûts globaux de logistique observés s'élèvent ainsi à 5,5 €/kg environ, avec des écarts liés aux distances, aux capacités de réception sur site, et aux durées d'engagement des clients. Selon le maillage territorial et l'amortissement des équipements, il serait envisageable d'atteindre à moyen terme des niveaux de coût inférieurs à 4 €/kgH2.

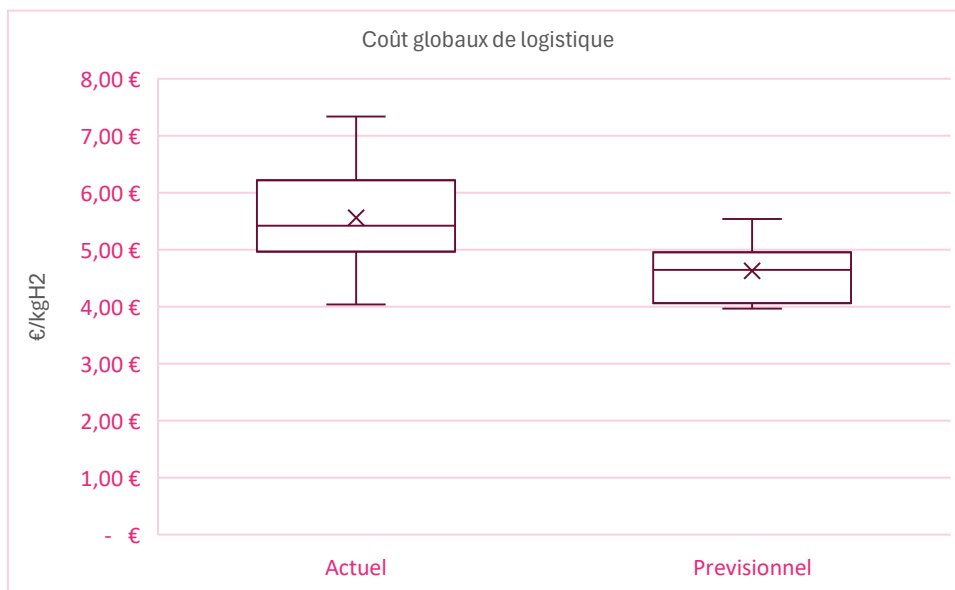


Figure 18 : Coût globaux de logistique

### 3.5. Les coûts complets de l'hydrogène livré en station confortent le modèle de production centralisé qui n'est pas captif de flottes particulières et bénéficie des effets de volumes.

Les profils de coûts totaux de l'hydrogène varient notablement selon les modèles d'écosystème et selon les volumes produits. Dans la majorité des cas, et du fait de faibles volumes de production, les coûts d'opération et de maintenance sont les premiers postes de coût devant les coûts d'amortissement et les coûts d'électricité.

Hors aides publiques au CAPEX, les coûts complets observés de mise à disposition de l'hydrogène en station sont évalués à 15 €/kgH<sub>2</sub> à 182 €/kgH<sub>2</sub> avec des grandes disparités, notamment selon les modèles de production, mutualisée ou décentralisée. En comptant les aides à l'investissement, ces coûts complets s'établissent globalement dans une fourchette de 14 à 50 €/kg H<sub>2</sub>, avec un cas exceptionnel à 160€/kgH<sub>2</sub>, qui ne délivre que 5% de sa capacité.

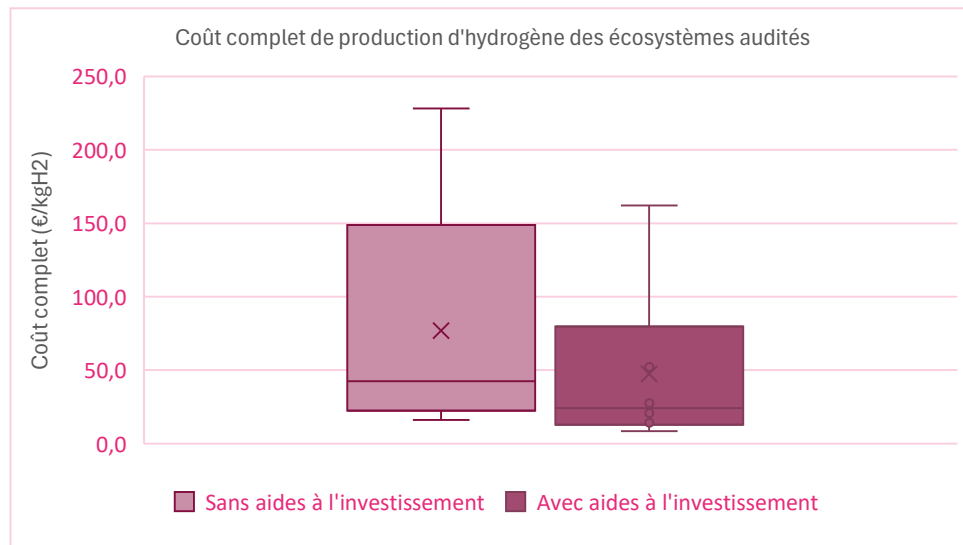


Figure 19 : Coût complet de production d'hydrogène des écosystèmes audités

Le premier facteur dimensionnant le coût complet est la quantité d'hydrogène produite qui permet d'amortir les coûts quasi fixes d'opération et de maintenance, et d'absorber les amortissements d'investissement (considérés pour l'exercice à 15 ans).

Les coûts d'opération et maintenance sont parfois sous-estimés et ne prennent pas en compte les surcoûts entraînés par les dégradations accélérées des équipements. De même les durées d'amortissement considérées (7 ans pour les électrolyseurs, les compresseurs et le stockage, et 15 ans pour les autres équipements) ne reflètent pas les dégradations accélérées observées sur certains équipements.

Dans le cas des écosystèmes centralisés, les coûts de logistique de transport vers les stations sont importants mais sont compensés par les volumes d'hydrogène plus importants, non limités par des flottes captives restreintes, permettant d'absorber les surcoûts par un meilleur amortissement des coûts fixes de production.

Les coûts d'amortissement sont conséquents et dépendent de la durée de vie des équipements et donc de leurs conditions d'usage. En conséquence, le fonctionnement modulé mais continue des sites centralisés semblent être plus propice à une réduction des coûts d'amortissement.

En soustraction des coûts complets indiqués précédemment, les mécanismes d'aides publiques aux investissements ont subventionné sur les écosystèmes analysés à hauteur de 35 à 60 % des coûts d'investissement à la production, avec un impact de l'ordre de 1,6 à 32 €/kgH<sub>2</sub> selon les niveaux de production.

Enfin l'application du dispositif fiscal de la taxe incitative relative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT) ou le futur dispositif de marché d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) pourrait permettre une contribution de l'ordre de 3 à 5 €/kgH<sub>2</sub>.

Considérant ces deux leviers (aides publiques au CAPEX et dispositif fiscal), en l'état des situations économiques des écosystèmes analysés, seuls les écosystèmes centralisés seraient en mesure, à l'horizon 2026, via ce dispositif de proposer un prix inférieur à 10 €/kg, voir même de l'ordre de 7 €/kgH<sub>2</sub> pour le site de plus forte puissance. Cependant, selon les entretiens réalisés auprès des écosystèmes, la répercussion de ces montants sur le prix de l'hydrogène à la pompe est incertaine du fait de la nécessité de résorber une partie des déficits actuels.

Dans un exercice prospectif cherchant à abaisser les coûts complets de production des écosystèmes décentralisés au niveau des coûts identifiés sur les écosystèmes centralisés, il faudrait multiplier leurs productions par 2 à 20, sans préjuger de leurs capacités techniques actuelles à distribuer ces volumes selon leurs stockages utiles et les conditions de recharge inhérentes aux flottes captives. Ces augmentations de productions rendraient nécessaires de nouveaux investissements en capacité de stockage, de recharge, ou d'export.

## 4.Recommandations pour les développements en cours

L'analyse des retours d'expériences de 5 sites de production d'électrolyse et d'interviews complémentaires sur 2 autres sites, permet de tirer plusieurs enseignements. Ceux-ci pourront être considérés par les maîtres d'ouvrages, prescripteurs, exploitants qui développent actuellement ou souhaiteraient déployer un nouvel écosystème hydrogène intégrant un volet production :

- Le dimensionnement des infrastructures de production et de stockage doit intégrer les capacités de stockages utiles et la périodicité des recharges pour permettre un fonctionnement continu de l'électrolyseur, avec des modulations de puissances contenues dans des plages approuvées et testées, et limiter au maximum les phases d'arrêts ou de standby.
- Le dimensionnement des auxiliaires (compresseurs, convertisseurs) ne doit pas se faire sur les seules plages nominales mais bien intégrer l'ensemble des plages de fonctionnement des électrolyseurs, notamment sur des régimes partiels (potentiellement jusqu'à 40%, voire 25% pour la technologie PEM).
- La mise en place d'un suivi fin des performances énergétiques de l'électrolyseur doit être assurée pour contrôler les dégradations et garantir sa pérennité en appréhendant les causes d'éventuelles vieillissements prématurés ; un suivi des performances de la chaîne globale doit permettre, en parallèle, d'éviter les cascades de rendement défavorables. A défaut de partage préétabli des mesures mises en place par les constructeurs, les exploitants doivent établir leur schéma de mesure accompagné de leur propre instrumentation.
- La conception des stations-services hébergeant une production sur site doit intégrer autant que possible des capacités d'export permettant de valoriser les actifs de production au-delà des usages de flottes captives prévisionnelles, avec des aires de parking et de circulation suffisamment conséquentes pour la logistique des tube trailers.
- Les comptes d'exploitation prévisionnels doivent considérer des coûts d'opération et de maintenance d'un ordre minimum de 150 k€/an indépendamment du niveau de production et des coûts au minimum de l'ordre de 100 k€/an pour les autres charges (pilotage global, provisions exceptionnelles, secours d'hydrogène...).
- L'exploitant doit prévoir des modalités de mise à disposition de technicien d'exploitation in situ en continu, a minima pour les premiers niveaux de maintenance afin de contenir les coûts d'opération et maintenance.
- Pour maîtriser les dépenses d'OPEX et en particulier les charges d'électricité, il convient de suivre dès la mise en route des installations les modalités fiscales permettant de bénéficier des réductions sur l'accise et la compensation carbone (et TURPE pour les futurs électro-intensifs). Par ailleurs, l'obtention de crédits Tiruert (pour 2026) et de l'IRICC (pour 2027 et au-delà) est à solliciter auprès des autorités (dispositif Carbure), leur valorisation commerciale représentant potentiellement un revenu additionnel non négligeable.

## 5. Conclusion et perspectives

Les analyses d'écosystèmes réalisées dans cette étude ont permis d'établir des premiers retours d'expériences et une mise en évidence de la montée en compétence de la filière production d'hydrogène électrolytique en France. Il est à noter que ce premier retour d'expérience sur la partie production sera complété dans les mois à venir par un retour d'expérience spécifique aux usages (stations-services et véhicules hydrogène), donnant ainsi une vision globale de l'état d'avancement à date des écosystèmes soutenus par l'ADEME.

De réelles difficultés ont été rencontrées lors de la réception des équipements, et pendant les premiers mois et années de fonctionnement des installations. Malgré ces difficultés, qui sont inhérentes à toute filière émergente, les exploitants et fabricants ont su tirer des enseignements et apporter les actions correctives pour avoir globalement des équipements opérationnels et productifs. Le fonctionnement des infrastructures actuelles semble désormais maîtrisé et les acteurs sont au fait des optimisations de conception, tant sur les modèles de déploiement que sur les détails techniques essentiels.

Toutefois sur les sites étudiés, les électrolyseurs n'ont pas fait la preuve de leurs capacités techniques à supporter correctement et durablement l'intermittence qui leur est imposée. La technologie est certes relativement bien maîtrisée en régime de fonctionnement stabilisé, la modulation de puissance n'altérant pas significativement les performances (rendement de 60 kWhé/kgH<sub>2</sub> confirmé sur une plage allant de 30 à 100% du point de fonctionnement nominal). Mais l'intégration de l'électrolyse dans des écosystèmes de mobilité aux conditions d'usages particulières est complexifiée tant au niveau des électrolyseurs que des auxiliaires qui l'environnent : ainsi les mises en stand-by et les arrêts répétitifs des installations semblent générer des dégradations accélérées des stacks d'électrolyse. Ces intermittences (stand-by et arrêts) sont directement liées à des faibles taux de charge induits par les retards dans le déploiement des consommations en aval des stations-service. Il est à noter que ces observations ne concernent que l'échantillon analysé, même si elles reposent sur des électrolyseurs de premières générations.

Les marges de manœuvre pour éviter les intermittences (stand-by et arrêts) sur les installations visitées sont actuellement réduites, notamment par les capacités de stockage encadrées par la réglementation sous le régime de déclaration (seuil à 1 tonne sur site). Ces contraintes sont accentuées sur les sites décentralisés (électrolyseur en station-service), où les pressions de stockage et de distribution sont élevées, ce qui réduit la capacité de stockage utile permettant de lisser la production, .

La concurrence exacerbée entre constructeurs d'électrolyseur et la crainte de la rétro-ingénierie ont empêché le développement de relations fournisseurs-exploitants ouvertes et usuelles dans l'industrie, qui auraient permis d'appréhender les complexités d'exploitation opérationnelle des équipements. Les restrictions de partage d'informations ont ainsi empêché l'apprentissage et la montée en compétence rapide de la filière pour une exploitation optimisée des équipements.

Les modèles de production décentralisée rendent les exploitants dépendants du déploiement effectif des flottes captives opérées par des acteurs tiers, et la restriction des capacités d'export empêche la valorisation optimale des outils de production et leur amortissement. De ce fait un certain nombre d'exploitants peuvent éprouver des difficultés à cause des retards dans le déploiement des usages au regard des estimations prévisionnelles, freinant les nouveaux investissements qui permettraient d'optimiser les coûts.

L'analyse des bilans économiques tend à montrer que le modèle décentralisé de la production (électrolyse en station-service) peine à trouver un équilibre économique. A l'inverse, les écosystèmes centralisés ou semi-centralisés (électrolyse en station mais avec possibilité d'export) semblent plus à même d'optimiser leurs coûts pour produire de l'hydrogène à un tarif abordable pour les usagers en bénéficiant d'un foisonnement de débouchés.

De manière plus globale, ce travail de collecte des retours d'expérience – qui sera mis à jour annuellement – montre la nécessité de déployer les usages prévus, donc de poursuivre l'acquisition de véhicules hydrogène par les opérateurs, afin d'atteindre un niveau de fonctionnement satisfaisant de ces infrastructures.

Par ailleurs, si des difficultés ont été rencontrées, les acteurs ont en partie su démontrer leur capacité à s'adapter et trouver des réponses adéquates. Cette expérience est cruciale pour la construction plus

globale d'une filière nationale et européenne de l'hydrogène soutenue par l'Etat, qui se structure, y compris pour l'alimentation d'activités industrielles (cf. dispositif de soutien à la production d'Hydrogène dont le premier cahier des charges a été publié en décembre 2025<sup>15</sup>), nécessitant un changement d'échelle dans le domaine de l'électrolyse, du MW à la dizaine et centaine de MW. L'expérience acquise et en cours d'acquisition grâce aux premiers écosystèmes s'inscrit dans ce continuum de construction d'une chaîne de valeur large, conformément à la Stratégie Nationale Hydrogène revue en mai 2025.

---

<sup>15</sup> <https://presse.economie.gouv.fr/hydrogene-decarbone-publication-du-cahier-des-charges-du-premier-appel-doffres/>

# Index des tableaux et figures

## FIGURES

Figure 1 : Puissance et nombre prévisionnelle des électrolyseurs lauréats .....	9
Figure 2 : Carte des électrolyseurs lauréats .....	10
Figure 3 : Puissance prévisionnelle d'électrolyseur par application .....	10
Figure 4 : Puissance cumulées des électrolyseurs lauréats .....	11
Figure 5 : Carte des électrolyseurs intégrés au périmètre de l'étude .....	13
Figure 6 : Taux de production réel par rapport à la production prévisionnelle .....	15
Figure 7 : Nombre de cycles réalisables sur du stockage 950 bars selon le niveau de vide opéré.....	16
Figure 8 : Moyenne des rendements énergétiques selon les technologies.....	18
Figure 9 : CAPEX prévisionnel des électrolyseurs selon leur puissance.....	25
Figure 10 : CAPEX finaux des électrolyseurs .....	26
Figure 11 : CAPEX finaux de l'ensemble de l'installation de production rapportés à la puissance installée .....	26
Figure 12 : Détail du CAPEX d'une installation moyenne de production d'hydrogène et valeurs moyennes des dépenses pour 1 MW .....	26
Figure 13 : OPEX rapportés à la production H2 .....	27
Figure 14 : Coût d'approvisionnement en l'électricité rapporté au kgH2 produit .....	28
Figure 15 : Coût d'opération et maintenance O&M rapporté au kgH2 produit.....	28
Figure 16 : Coût de transport seul via tube trailer pour 100 km .....	30
Figure 17 : Coût de mise à disposition de tube trailers .....	31
Figure 18 : Coût globaux de logistique .....	31
Figure 19 : Coût complet de production d'hydrogène des écosystèmes audités.....	32

## L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - , nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, du ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

### LES COLLECTIONS DE L'ADEME



#### FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



#### CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



#### ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



#### EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



#### HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



## EXPERTISES

**RETOUR  
D'EXPERIENCES  
RELATIVES A LA  
PRODUCTION  
D'HYDROGENE PAR  
ELECTROLYSE DANS  
LES ECOSYSTEMES  
HYDROGENE**  
Analyse technico-  
économique et  
premières  
recommandations à  
l'attention de la filière