

Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir »

Atelier H₂ : Flexibilité des électrolyseurs Synthèse des échanges

Description : Ce document présente une synthèse des retours obtenu au cours de la concertation H₂, CO₂ et CH₄ organisé par NaTran et Teréga sur la thématique « Flexibilité des électrolyseurs ».

Sommaire

1	Résumé exécutif.....	2
2	Typologie des organismes ayant participé à l'atelier (hors NaTran et Teréga).....	3
3	Synthèse courte en quelques points clés	4
4	Présentation détaillée des retours obtenus au cours de la concertation.....	6
4.1	Retours relatifs aux caractéristiques techniques d'un écosystème flexible	6
4.2	Concernant l'analyse de la valeur économique de la flexibilité en 2030	7
4.3	Concernant les scénarios prospectifs associés à la flexibilité des électrolyseurs (2030, 2035, 2050).....	9
4.3.1	Scénarios prospectifs associés à la flexibilité des électrolyseurs	9
4.4	Anticipation des besoins et sollicitations des infrastructures de transport et de stockage, en lien avec les scénarios de développement.....	11

1 Résumé exécutif

Ce document présente une synthèse des discussions et retours de l'atelier du 3 juin 2025 organisé par NaTran et Teréga sur la Flexibilité des électrolyseurs. Cette note ne reflète donc pas les opinions de NaTran et Teréga mais documente les échanges et retours non confidentiels.

L'atelier a regroupé 48 participants, (37 participants qui ne font pas partie des effectifs NaTran et Teréga, et 11 personnes appartenant à NaTran ou Teréga). L'atelier a été suivi en présentiel par une vingtaine de personnes, les autres l'ayant suivi à distance. Certains échanges ont aussi eu lieu de manière bilatérale.

Les ateliers ont été animés par Lisseth OLIVART (NaTran), et par Gregory BUGLER (Teréga).

Les participants (hors NaTran et Teréga) représentent des **équipementiers, développeurs, porteurs de projet, opérateurs de sites de production hydrogène, les pouvoirs publics et des associations d'acteurs**. Une analyse de la diversité des participants a été réalisée selon la typologie d'acteurs en section 2 du document.

Pour préparer l'atelier, **une note d'une vingtaine de pages avait été partagée** aux invités. Elle contenait de nombreuses informations, dont :

- Des enseignements des études système sur la valeur économique de la flexibilité (France & Europe)
- **Les caractéristiques techniques d'un écosystème hydrogène flexible**, pour évaluer les capacités techniques des électrolyseurs à moduler leur production entre aujourd'hui et 2035.
- **Une analyse de la valeur de flexibilité** en 2030 - 2035, une analyse des coûts de production d'hydrogène (LCOH) en mobilisant les leviers de flexibilité identifiés (stockage, modulation de la production selon une optimisation des prix d'électricité, etc.), tout en respectant une exigence fixe de sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs industriels.
- **Un rappel des hypothèses retenues dans les scénarios concernant la production flexible et présentation des scénarios prospectifs associés.**:
 - o **Régionalisation des volumes de la production totale d'hydrogène par électrolyse**, à horizons 2030, 2035 et 2050 ; selon des hypothèses d'implantation des nouveaux électrolyseurs proches de la consommation d'H₂ à court terme, avec une prise en compte graduelle d'une logique de proximité aux zones de forte production d'électricité renouvelable et bas carbone
 - o **Présentation de la part des volumes potentiels de production d'hydrogène flexible et leur localisation aux horizons 2030, 2035 et 2050.**
 - o **Evolution projetée de facteur de charge moyen annuel, à l'horizon 2030 – 2050.**
- **Discussion sur une anticipation des besoins et les sollicitations des infrastructures de transport et de stockage**, en lien avec les scénarios de développement prospectifs.

Ces points ont été discutés avec les participants.

Les **messages clés** sont :

- Les discussions et retours de l'atelier ont permis de **confirmer l'intérêt de la flexibilité des électrolyseurs, à la fois pour optimiser le système énergétique et réduire les coûts**

d'approvisionnement en électricité et le fait que **la limite à la flexibilité ne réside pas dans la technologie électrolyse elle-même.**

- **Le constat d'une montée en maturité progressive de la filière, avec peu de retours d'expérience sur des projets de grande capacité** et une focalisation actuelle sur des enjeux opérationnels autres que le modèle flexible.
- L'émergence d'un **consensus fort sur le fait que l'optimisation de l'approvisionnement en électricité constitue le principal levier de réduction du coût de l'H₂**. Il a été souligné que la flexibilité des électrolyseurs permet une optimisation en amont via les signaux des marchés électriques (contrats long terme, services système, etc.), mais **qu'en aval, sa pleine valorisation dépend de la disponibilité de capacités de stockage suffisantes** pour assurer un approvisionnement industriel sécurisé.
- Les porteurs de projet insistent sur le **manque de visibilité quant aux gains potentiels liés à la flexibilité dans les modèles actuels du marché électrique**, freinant de fait leur intégration dans les business plans.
- Les **scénarios prospectifs associés à la production d'hydrogène par électrolyse (2030, 2035, 2050)** ont été jugés optimistes par certaines parties prenantes, en raison du faible nombre de projets ayant atteint la décision finale d'investissement (FID). **Les scénarios seront donc revus afin de mieux refléter ce niveau d'incertitude.**
- **La confirmation que l'accès aux infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène constitue un levier structurant pour permettre une production d'H₂ flexible** à grande échelle. Mise en évidence de la forte variation des besoins en infrastructures selon la taille des projets : gestion locale de la flexibilité pour les petits projets ; appui systématique d'infrastructures lourdes pour les grands projets afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

2 Typologie des organismes ayant participé à l'atelier (hors NaTran et Teréga)

L'atelier a permis de collecter la participation d'environ 37 acteurs, couvrant la majorité des segments de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Parmi eux, 22 participants à l'atelier et 15 ont contribué à des échanges bilatéraux, favorisant des interactions approfondies et personnalisées.

Les participants représentaient 26 types d'entreprises et d'organismes différents, reflétant la diversité et la richesse de la filière. Parmi eux :

- 31 % étaient des producteurs ou fournisseurs d'énergie, incluant des acteurs impliqués dans la production, la fourniture et la commercialisation d'énergie et d'hydrogène, ainsi que les développeurs de projets hydrogène (sites de production, partenariats industriels, intégration de solutions H₂) ;
- 15 % étaient des constructeurs et équipementiers industriels, impliqués dans la conception et la fabrication des électrolyseurs ;
- Et 12 % représentaient les institutions publiques et collectivités, les acteurs de l'innovation et les réseaux ou organisations professionnelles, jouant un rôle clé dans la régulation, le soutien à l'innovation et l'animation de la filière.

Tableau 1: Répartition des participants par typologie d'acteurs

Organisme	Part %
Producteurs et fournisseurs d'énergie	31%
Constructeurs et équipementiers industriels	15%
Institutions publiques et collectivités	12%
Acteurs de l'innovation (start-ups, pôles de compétitivité, incubateurs)	12%
Réseaux et organisations professionnelles	12%
Prestataires de services énergétiques et décarbonation	8%
Gestionnaires d'infrastructures et de réseaux énergétiques	4%
Industriels (consommateur d'hydrogène)	4%
Conseil et accompagnement stratégique	4%
Investisseurs et acteurs financiers	0%

3 Synthèse courte en quelques points clés

Caractéristiques techniques d'un écosystème hydrogène flexible

- Les discussions et retours de l'atelier ont permis de **confirmer que les porteurs de projet perçoivent bien l'intérêt de la flexibilité** des électrolyseurs, à la fois pour optimiser le système énergétique et réduire les coûts d'approvisionnement en électricité.
- Les discussions ont confirmé que **la limite à la flexibilité ne réside pas dans la technologie électrolyse elle-même (en particulier les deux technologies étudiées, PEM et alcalin)**. Toutefois, plusieurs points restent à préciser pour affiner le potentiel réel de flexibilité. Par exemple, les effets du fonctionnement en dessous des seuils minimaux de charge restent mal connus, et peu explorés à date, du fait de l'absence de garantie côté constructeur.
- **Ces plages de fonctionnement ne sont cependant pas homogènes entre fournisseurs**, ce qui limite la comparabilité directe entre projets et nécessite une analyse plus fine pour estimer le champ réel de flexibilité exploitable.
- Les participants ont dans l'ensemble validé les grands ordres de grandeur de nos hypothèses techniques, tout en apportant des compléments précieux et en signalant certains points d'attention à approfondir (notamment sur le rendement, plage de fonctionnement, etc.).
- **La filière souligne qu'elle se trouve en phase de montée en maturité, avec encore peu de retour d'expérience**, en particulier concernant des projets de capacité conséquentes. Ainsi, les porteurs de projets se concentrent sur les autres problématiques qu'ils rencontrent avant de se confronter aux implications opérationnelles de la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse.

Analyse de la valeur économique de la flexibilité en 2030 (via LCOH, stockage, modulation, etc.)

- Un **consensus fort a émergé** : le principal levier de réduction du coût de l'hydrogène **résidé dans l'optimisation de l'approvisionnement en électricité, plus que dans le CAPEX des électrolyseurs**.

- Cette **optimisation en amont passe par la valorisation des opportunités offertes par les marchés électriques** (contrats long terme, effacement, services systèmes, etc.). Ces opportunités permettent aux électrolyseurs d'adapter leur fonctionnement pour produire lorsque les prix sont favorables.
- Toutefois, **en aval**, cette flexibilité de production **n'est réellement valorisable qu'à condition de disposer de capacités de stockage** suffisantes, qui permettent de **découpler les moments de production et de consommation**, tout en **garantissant une exigence fixe de sécurité d'approvisionnement pour les clients industriels**.
- Ainsi, la **valeur économique de la flexibilité repose sur un mix des leviers** :
 - o **En amont** : la réactivité aux signaux de marché pour optimiser le sourcing électrique.
 - o **En aval : les infrastructures (transport et stockage)** pour garantir la continuité de l'approvisionnement, lisser les variations de production, et répondre à la demande industrielle.
- Les **porteurs de projet** ont souligné le **manque de visibilité** sur les gains potentiels liés à la flexibilité dans les modèles de marché actuels, ce qui freine leur intégration dans les business plans.

Scénarios prospectifs de production d'hydrogène par électrolyse et part associées à la flexibilité des électrolyseurs (2030, 2035, 2050)

- Certaines parties prenantes ont jugé les projections de production d'hydrogène par électrolyse trop optimistes et ont recommandé de conduire une analyse de sensibilité pour refléter l'incertitude liée au faible nombre de projets ayant atteint une décision finale d'investissement (FID).

Anticipation des besoins et sollicitations des infrastructures (transport et stockage)

- **A ce jour, nous n'avons pas eu de retour** sur la nécessité d'anticiper des besoins et sollicitations des infrastructures, mais certains participants ont souligné que **l'accès au transport et au stockage est un levier clé pour soutenir une production d'hydrogène flexible à grande échelle**.
- Il a été souligné que **les besoins en infrastructures varient fortement selon la taille des projets**. Les projets de **petite taille**, souvent liés à des usages locaux (mobilité, autoconsommation industrielle), présentent des besoins de flexibilité moindres, parfois absorbés directement par le site ou via des stockages surfaciques simples. À l'inverse, les **projets de grande envergure** nécessiteront un appui plus systématique des infrastructures lourdes pour lisser les effets de la flexibilité et optimiser l'approvisionnement électrique.
- Les porteurs de projets ont indiqué **qu'un raccordement au réseau est envisagé dans une seconde phase du projet. Ces éléments seront pris en compte dans la suite des analyses dans le cadre de la mise à jour des schémas de développement prospectifs hydrogène**.
- Une interrogation reste ouverte sur le rôle des infrastructures de stockage vis-à-vis du **besoin réel de cyclage** : est-ce que les capacités d'injection et de soutirage seront compatibles avec le besoin de la production flexible et/ou la demande des clients H₂? **Ce point devra être traité avec Storengy et Teréga.**

Ces points sont présentés plus en détail dans la suite du document.

4 Présentation détaillée des retours obtenus au cours de la concertation

Ci-dessous les principales discussions structurées par thématique.

4.1 Retours relatifs aux caractéristiques techniques d'un écosystème flexible

Les retours ont confirmé que les électrolyseurs sont **capables de moduler leur consommation d'électricité dans une certaine plage de fonctionnement, avec une dynamique de fonctionnement assez rapide**. Cette modulation ne présente pas d'effets particulier dès lors que l'exploitation se fait en respectant les plages qui sont fournies par les équipementiers.

Les retours et discussions ont confirmé que la limite à la flexibilité ne réside pas dans la technologie électrolyse elle-même (en particulier pour les deux technologies étudiées, (Proton Exchange Membrane (PEM) et alcalin).

Toutefois, certains points restent à préciser pour affiner le potentiel réel de flexibilité. Notamment, les **effets du fonctionnement en dessous des seuils minimaux de charge** restent **mal connus**, et font encore l'objet de questionnements. Les plages minimums varient, allant généralement de 5 % à 50 %, avec un consensus autour de 20 %. Une modulation à partir du seuil minimum est jugée techniquement faisable sans impact négatif si elle respecte les spécifications techniques. **Ces plages de fonctionnement ne sont pas homogènes entre fournisseurs**, ce qui limite la comparabilité directe entre les projets et nécessite une analyse plus fine pour estimer le champ réel de flexibilité exploitable.

- Un **fonctionnement en dessous du seuil minimum** pourrait conduire à un arrêt de l'installation. Des arrêts à chaud (stand-by à chaud) ou à froid sont possibles, avec des durées de redémarrage qui varient selon les technologies (quelques minutes pour les PEM, plusieurs heures pour les électrolyseurs alcalins). Des garanties contractuelles commencent également à intégrer les questions de cycles d'arrêt/démarrage/an et cycles d'arrêt / démarrage/durée de vie, signe d'une meilleure prise en compte de la flexibilité dans la conception des électrolyseurs.
- La **consommation en mode stand-by à chaud** : plusieurs participants ont souligné le manque de retours d'expérience concrets, ce qui limite la capacité à définir un chiffre précis de consommation associé à ce mode de fonctionnement. Néanmoins, certains acteurs ont évoqué, à titre indicatif, une valeur estimative autour de 2 % de la consommation nominale.
- Les **effets à long terme d'un fonctionnement flexible, en particulier en dessous des seuils minimaux recommandés par les fabricants, restent encore mal connus**. Plusieurs parties prenantes estiment néanmoins qu'en régime nominal, la dégradation annuelle de performance (exprimée en kWh/kgH₂) pourrait se situer autour de 1 % par an. Dans ce contexte, les opérateurs ont présenté, lors de l'atelier, leurs travaux de simulation portant sur des profils de fonctionnement flexibles, avec un facteur de charge moyen annuel compris entre 50 % et 70 %. Ces scénarios intègrent un approvisionnement via des contrats de type PPA (solaire et éolien) ainsi qu'un pilotage selon le signal prix du marché spot. Les résultats présentent une dégradation comprise entre 1 % et 2 % par an. Ces niveaux de vieillissement restent modérés et cohérents avec les estimations partagées par d'autres acteurs. Toutefois, ils demeurent, à ce stade, théoriques en l'absence de retour d'expérience sur des projets industriels de grande envergure. Le vieillissement potentiellement accéléré en cas de fonctionnement sous les seuils minimaux reste donc une zone d'incertitude. Certains acteurs ont indiqué privilégier des stratégies de flexibilité

respectant strictement les plages de fonctionnement recommandées par les équipementiers, en optimisant uniquement le profil d'approvisionnement électrique au-dessus de ce seuil minimum.

- **Dans cette perspective, une évaluation spécifique sera menée par Natran et Teréga afin d'identifier le besoin d'infrastructures pour cette configuration de flexibilité.**

Les participants ont dans l'ensemble validé les ordres de grandeur de nos hypothèses techniques prise pour la caractérisation de la flexibilité de nos scénarios, tout en apportant des compléments précieux et en signalant certains points d'attention à approfondir :

- **Rendement actuel des électrolyseurs** : certains participants ont jugé que l'hypothèse de 51 kWh/kg H₂ produit était optimiste. Des valeurs comprises entre 55 et 57 kWh/kgH₂, intégrant les auxiliaires (Balance of Plant (BoP)), sont évoquées comme plus réalistes, même à l'horizon 2030, **et seront prises en compte dans les futures analyses** mais il a été indiqué que cet ordre de grandeur dépend grandement du profil d'exploitation réelle. Une recommandation des parties prenantes soulève le besoin d'utiliser un rendement en fonction de taux de charge au lieu d'un rendement nominal, qui pourrait être plus faible en tenant compte des BoP de l'installation d'électrolyse. Une première estimation partagée par un des participants indique une variation de l'ordre de 55 à 57kWh/kg pour un taux de charge de 60%.
- **Plage de fonctionnement** : si les technologies PEM permettent théoriquement un fonctionnement à un niveau bas de 5 % de la puissance nominale, en pratique les retours d'expérience convergent vers une puissance minimale plus proche de 20 %, équivalente à celle des alcalins. Les parties prenantes présentes lors de l'atelier n'ont pas donné de raison expliquant cette différence importante entre la théorie et la pratique. Les échanges bilatéraux laissent penser qu'il s'agit d'une restriction contractuelle de la part des équipementiers, **qui pourra être prise en compte dans la suite des analyses.**

Plusieurs stratégies de pilotage et de modulation des stacks ont été discutées, et les participants confirment qu'elles permettent aux projets de grandes puissances une flexibilité accrue. Ces stratégies de pilotages s'appuyant sur la modularité de l'architecture des électrolyseurs permettent notamment d'abaisser le seuil minimum de la plage de fonctionnement. Cela implique que les modules ne sont pas tous allumés en même temps : ils sont allumés selon la stratégie d'approvisionnement en électricité du porteur de projet. Les parties prenantes expliquent néanmoins que ces stratégies ajoutent une certaine complexité d'exploitation des électrolyseurs. **La filière souligne qu'elle se trouve en phase de montée en maturité, avec encore peu de retour d'expérience**, en particulier pour des projets de capacité conséquentes. Ainsi, les porteurs de projets se concentrent sur les autres problématiques qu'ils rencontrent avant de se confronter aux implications opérationnelles de la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse.

4.2 Concernant l'analyse de la valeur économique de la flexibilité en 2030

L'analyse de la valeur économique de la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse est un axe structurant pour évaluer son impact sur le dimensionnement des réseaux nécessaires à l'horizon 2030, 2035 et 2050. Les retours des parties prenantes ont mis en évidence que les électrolyseurs peuvent adopter différents modes de fonctionnement, en fonction des prix de l'électricité, des besoins du réseau électrique et des exigences du marché de

l'hydrogène. Les parties prenantes ont validé les deux grandes catégories de fonctionnement identifiées :

1. **Mode « Baseload »** : fonctionnement quasi continu, permettant l'amortissement du CAPEX via des contrats long terme à prix fixe (Power Purchase agreement (PPA)), avec une priorité donnée à la stabilité.
2. **Mode « Flexible »** : la **flexibilité**, correspond à la **capacité d'un électrolyseur à adapter sa consommation électrique** pour optimiser ses coûts de production d'hydrogène. L'électrolyseur flexible peut fonctionner avec trois sous-typologies selon les logiques économiques :
 - A. **Piloté par les prix de marché** : production déclenchée lorsque les prix de l'électricité sont bas visant à minimiser les coûts variables liés à l'approvisionnement en électricité mais impliquant une forte variabilité.
 - B. **Piloté par la demande** : modulation en fonction des profils de consommation des clients industriels, pour répondre à leurs besoins tout en limitant les coûts.
 - C. **Pilotage orienté système électrique** : fonctionnement coordonné avec les besoins du réseau électrique, en valorisant les services rendus (rémunération sur ces services rendus : services système, équilibre réseau, etc.).

Ces modes ne sont pas exclusifs : **un même électrolyseur peut alterner entre plusieurs (ou une combinaison de ceux-ci)** en fonction des prix de l'électricité, des besoins du réseau électrique et des exigences du marché de l'hydrogène, chacun ayant des objectifs, coûts et canaux de revenus distincts. Elle repose sur la **mobilisation coordonnée de plusieurs leviers pour valoriser cette flexibilité** :

- La **modulation technique** de l'électrolyseur ; soit en respectant les plages de fonctionnement recommandées par l'équipementier, soit en cherchant une flexibilité maximale (avec cyclage d'arrêt/démarrage). Dans les deux cas, l'objectif est d'adapter la production aux signaux du marché électrique (prix de l'électricité, tension du réseau, services système, etc.).
- La **capacité de stockage** pour découpler les moments de production et de consommation,
- Et une **infrastructure adaptée** (réseau électrique et réseau hydrogène) permettant un acheminement entre production variable, stockage et demande clients.

Un **consensus fort a émergé sur le fait que l'optimisation du sourcing électrique constitue le principal levier de réduction du coût de production de l'hydrogène (Levelised Cost Of Hydrogen - LCOH)**, bien plus que la baisse du CAPEX des électrolyseurs. Cette optimisation suppose une capacité d'ajustement dynamique et une réactivité de l'électrolyseur.

Deux niveaux de flexibilité ont été identifiés par les parties prenantes pour 2030 selon l'exploitation des technologies :

- **Un fonctionnement flexible limité**, qui reste strictement dans les plages recommandées par les fabricants d'électrolyseurs. Cette approche vise à limiter les incertitudes liées au vieillissement et à la dégradation du rendement, mais restreint le degré de modulation possible. Principalement rémunéré par la vente d'hydrogène, bien que certains acteurs

indiquent qu'ils envisagent une participation occasionnelle à des services systèmes (réserve secondaire) afin de réduire les OPEX en énergie.

- **Un fonctionnement flexible étendu**, qui explore la possibilité de moduler la production en descendant en dessous des seuils minimaux recommandés, impliquant alors des arrêts et redémarrages. Ce mode permet une optimisation complète du sourcing électrique sur l'ensemble de la consommation, mais nécessite de bien maîtriser les impacts techniques et économiques liés à ces sollicitations accrues.

Sur le plan amont, les **porteurs de projet** ont souligné leur **manque de visibilité** sur les gains potentiels liés à la flexibilité dans les modèles de marché actuels d'électricité, ce qui freine leur intégration dans les business plans.

La répartition future entre les différents modes de fonctionnement flexible n'est pas encore stabilisée. Les retours recueillis montrent une diversité d'approches envisagées par les porteurs de projets, sans convergence claire à ce stade. Ce flou reflète à la fois l'incertitude sur la rentabilité effective des différents modèles (notamment en lien avec les services système ou l'effacement) et la dépendance forte vis-à-vis de la demande de l'hydrogène. Ainsi, **l'optimisation en amont par les marchés (PPA, opportunités spot, etc.) reste un levier clé**, mais sa mobilisation dépendra des évolutions réglementaires, des prix et des incitations.

Sur le plan aval, la **valeur de la flexibilité n'est réellement accessible que si elle s'appuie sur un stockage suffisant**, permettant un découplage temporel de la production et de la demande. Cela est particulièrement critique pour les clients industriels nécessitant une sécurité d'approvisionnement continue. Les scénarios présentés ont intégré cette dimension en envisageant un **réseau de transport interconnectant zones de production flexibles et stockages souterrains** avec les bassins de consommation. Cette logique a été bien reçue par les participants, qui confirment la pertinence de cette infrastructure pour appuyer les modèles flexibles.

D'autre part, les opportunités offertes par les marchés électriques (contrats long terme, équilibrage réseau (service système, effacement ponctuel, augmentation de consommation), etc.) représentent un enjeu clé pour les porteurs de projet. **Les impacts de ces choix d'approvisionnement et de services systèmes rendus sur les appels de puissance du futur réseau hydrogène seront à approfondir.**

4.3 Concernant les scénarios prospectifs associés à la flexibilité des électrolyseurs (2030, 2035, 2050)

4.3.1 Scénarios prospectifs associés à la flexibilité des électrolyseurs

Les scénarios prospectifs développés visent à explorer différentes trajectoires d'évolution de la flexibilité de la production d'hydrogène des électrolyseurs à horizon 2030, 2035 et 2050.

L'objectif est de dimensionner les besoins en infrastructures (transport et stockage) et d'anticiper les besoins de la filière hydrogène selon les modes de pilotage identifiés en 4.2 (baseload et flexible), à une maille régionale. Ces scénarios prennent en compte :

- **La régionalisation** des volumes de production totale d'hydrogène par électrolyse, fondée sur une hypothèse de déploiement progressif :
 - À court terme, à proximité des zones de consommation industrielle d'hydrogène.

- Puis selon une logique de proximité croissante et progressive avec les zones de production d'électricité renouvelable ou bas carbone.
- **La part de production considérée comme flexible**, variable selon les horizons temporels.
- **L'évolution du facteur de charge moyen annuel**, utilisé comme proxy de la flexibilité et permettant de calibrer les puissances installées nécessaires. La discussion en atelier a mis en lumière une hétérogénéité dans la compréhension et l'usage de cette notion. Il est donc proposé de distinguer :
 - Le **facteur de charge annuel moyen** : le facteur de charge annuel moyen utilisé dans nos scénarios vise à évaluer de manière simplifiée le volume total de production d'hydrogène selon le type de production en baseload ou flexible.
 - Et en **profils temporels de modulation** (rythme, durée, fréquence), qui peuvent varier fortement pour un même facteur de charge moyen annuel. Ces profils varient en fonction des sollicitations des électrolyseurs selon le niveau de flexibilité associé.
- **Trois types de production d'hydrogène par électrolyse ont été proposés dans nos scénarios :**
 - Mode « **Baseload** » fonctionnement quasi continu avec un facteur de charge théorique de 94 %. Toutefois, plusieurs participants ont souligné qu'en pratique, pour des projets opérant en mode « bande », un facteur de charge compris entre 80 % et 85 % serait plus réaliste que les 94 % retenus dans nos scénarios actuels.
 - Mode « **flexible** » décliné en deux sous-jacents :
 - Flexible orienté réseau : **participation aux service système**, 25j max/an,
 - Flexible orienté signal prix : optimisation du sourcing électrique avec un facteur de charge d'environ 68%, qui reste à confirmer par les analyses simulatoires.

Certains retours ont souligné que la valorisation de la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse dépend des contraintes imposées par les processus aval, c'est-à-dire des usages industriels qui consommeront l'hydrogène produit. Lorsque ces usages sont capables d'adapter leur consommation en fonction du niveau de production, par exemple dans le cas de procédés non continus ou à faible besoin de sécurité d'approvisionnement, des solutions de backup et/ou stockage surfacique peuvent suffire à absorber les aléas courts de production ou répondre aux service système limité. Ce fonctionnement peut également être renforcé par un système de secours, comme une unité de SMR, un apport d'hydrogène produit sur un autre site, ou encore un gaz de substitution temporaire, permettant de sécuriser l'approvisionnement.

En revanche, pour les usages industriels nécessitant un approvisionnement continu, et en l'absence de solutions de secours (backup SMR, approvisionnement en hydrogène depuis un autre site ou usage d'un autre vecteur gaz), la capacité à moduler la production peut être fortement limitée, et donc présenter un faible intérêt pour aller chercher les opportunités du marché électrique. Néanmoins, l'accès à des infrastructures (réseau de transport et à des installations de stockage d'hydrogène), apparaît comme un levier essentiel pour exploiter pleinement cette flexibilité sans impacter la continuité d'approvisionnement en aval.

Les échanges ont mis en évidence que seuls certains types de stockage (notamment souterrain en cavité saline) permettent de soutenir des flexibilités temporelles significatives. À

l'inverse, les stockages surfaciques ou batteries permettent de couvrir uniquement des besoins tampons ou stockage à plus court terme, en raison de leurs capacités limitées et de leurs coûts.

Plusieurs acteurs ont suggéré d'intégrer dans nos scénarios un mode de fonctionnement flexible respectant les plages de fonctionnement recommandées par les équipementiers, avec une stratégie d'approvisionnements combinant,

- Une **partie "plate" d'approvisionnement**, assurée via PPA ou contrat long terme pour limiter les cyclage (arrêts/redémarrages),
- Une **partie variable, activée** pour capter les opportunités du marché électrique.

Ce type de pilotage serait déjà expérimenté dans certaines applications (électrolyse de saumure pour la production de chlore avec une participation à la réserve secondaire), ainsi que sur des démonstrateurs industriels ou des projets de petite taille orientés vers la mobilité. Pour ces usages, le **stockage surfacique**, bien que coûteux, reste suffisant. À ce stade, la flexibilité des projets à grande échelle n'offre pas encore de retour d'expérience.

Certaines parties prenantes ont exprimé le souhait d'étudier un scénario intégrant les incertitudes liées à l'évolution des modes de production par électrolyse (baseload, flexible), à travers une analyse de sensibilité prenant en compte les variables suivantes :

- Fonctionnement dans les plages recommandées par les fabricants d'équipements ou non.
- Accès à l'infrastructure hydrogène ou non
- Exigences réglementaires faibles et élevées (reconnaissance comme molécule RFNBO)

Les deux premières suggestions, a minima, seront prises en compte dans la suite des analyses.

Scénarios de production d'hydrogène par électrolyse : Certains participants ont jugé les volumes de production projetés à horizon 2030, 2035 comme optimistes, et ont demandé d'étudier une sensibilité au regard d'un **faible nombre de projets ayant atteint le stade de décision finale d'investissement (FID) en 2024, demande qui a été retenue pour la suite des analyses**

4.4 Anticipation des besoins et sollicitations des infrastructures de transport et de stockage, en lien avec les scénarios de développement

Anticipation des besoins et sollicitations des infrastructures (transport et stockage)

L'intégration croissante de la flexibilité dans les stratégies de production d'hydrogène par électrolyse soulève des enjeux majeurs en matière d'infrastructures, tant pour le transport que pour le stockage. Bien que les parties prenantes n'aient pas encore formulé de retours explicites sur nos hypothèses de sollicitation des infrastructures, plusieurs éléments structurants ont émergé lors des échanges.

Un consensus s'est dégagé sur le fait que **l'accès à des infrastructures adaptées est un levier clé pour permettre une production d'hydrogène flexible à grande échelle**, notamment dans les scénarios à forte puissance installée et à forte variabilité temporelle de la production. En particulier :

- **Les cavités salines** ont été identifiées comme l'option la plus pertinente pour soutenir une flexibilité à large échelle, en raison de leur capacité à absorber d'importants volumes d'hydrogène et à assurer un **découplage temporel** entre production et consommation, y compris sur des horizons inter-journaliers ou inter-saisonniers.

Il a été souligné que **les besoins en infrastructures varient fortement selon la taille des projets**.

- Les projets de **petite taille**, souvent liés à des usages locaux (mobilité, autoconsommation industrielle), présentent des besoins de flexibilité moindres, parfois absorbées directement par le site ou via des stockages surfaciques simples.
- À l'inverse, les **projets de grande envergure** visant des marchés industriels ou orientés vers une participation aux marchés de flexibilité (services systèmes, effacement, etc.), nécessitent un soutien plus systématique des infrastructures lourdes pour lisser les effets de la modulation et sécuriser les conditions d'approvisionnement. Les typologies de production flexibles intégrées dans nos scénarios ont vocation à couvrir en priorité ce périmètre, afin de répondre aux besoins de cette partie de la filière dans un premier temps.

Certains acteurs ont indiqué que, dans leurs scénarios actuels de production flexible, ils envisagent à court terme une **solicitation intra-journalière sans recours au réseau de transport d'hydrogène**. Ce choix s'explique par une stratégie d'optimisation des coûts d'approvisionnement en électricité : en particulier, **la participation aux services systèmes** (notamment la réserve secondaire) est perçue comme un levier pour **réduire leurs OPEX énergie**.

Dans ce cadre, les modalités d'activation impliquent **5 minutes de rampe à la hausse ou à la baisse**, suivies d'un **palier de consommation à la puissance cible**, puis **5 minutes de rampe pour revenir à l'état initial**. La durée de maintien à la puissance cible varie entre **5 et 50 minutes**, ce qui implique un cycle complet d'activation d'environ **15 à 60 minutes**.

Cette forme de flexibilité s'inscrit dans un des sous-modèles que nous avons considérés pour les électrolyseurs flexibles : **le pilotage orienté système électrique**, dans lequel l'unité adapte sa consommation pour répondre aux signaux du réseau, **en échange d'une rémunération sur les services rendus**. Ce mode de fonctionnement implique une logique de sollicitation courte, récurrente, et dépendante des besoins d'équilibrage électrique.

Or, selon la stratégie adoptée (optimisation économique, diversification de revenu vs continuité d'approvisionnement), le recours aux infrastructures de transport et stockage d'hydrogène pourra s'avérer plus ou moins indispensables. À ce stade, la répartition future entre les différents modes de production d'hydrogène (baseload, flexible orienté prix ou demande ou réseau électrique) reste encore incertaine. Néanmoins, **du point de vue des opérateurs**, ces types de fonctionnements appellent à des analyses spécifiques, notamment pour :

- **Qualifier les profils de sollicitation (intensité, fréquence, durée)**, afin d'évaluer les impacts potentiels sur les infrastructures de transport ;
- **Estimer les besoins en stockage (souterrain)** pour compenser les écarts entre la flexibilité de la production et la sécurité d'approvisionnement de la demande d'hydrogène.

Des acteurs s'interrogent sur la capacité des infrastructures de stockage vis-à-vis du **besoin réel de cyclage** : dans quelle mesure les capacités d'injection et de soutirage sont-elles compatibles avec les profils de sollicitation liés à une production flexible et/ou avec les exigences de continuité d'approvisionnement des clients hydrogène ? Ce point devra être traité avec Storengy et Teréga.