

REPONSE DU CLUB POWER-TO-GAS ET INTERCONNEXION DES RESEAUX ENERGETIQUES.

EN BREF

Créé en novembre 2017, le Club Power-to-Gas de l'ATEE réunit les acteurs impliqués dans le développement du power-to-gas (fabricants, énergéticiens, centres R&D, opérateurs, collectivités...) sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone par électrolyse, jusqu'à sa valorisation, notamment en méthane de synthèse (e-methane), dans les infrastructures gazières existantes.

Véritable lieu de rencontre et de partage, le Club Power-to-Gas contribue à structurer une filière industrielle française en se positionnant comme force de propositions auprès des pouvoirs publics. Le club accompagne les acteurs dans leur montée en compétence sur les technologies, favorise les retours d'expérience, et coconstruit un écosystème fiable et compétitif, pleinement intégré aux cadres réglementaires et adapté aux enjeux de la transition énergétique.

La filière Power-to-Méthane se positionne comme une solution clé pour valoriser les excédents d'électricité renouvelable et contribuer à la décarbonation des secteurs énergétiques en convertissant l'électricité excédentaire en méthane de synthèse. Ce procédé repose sur la réaction entre l'hydrogène (H₂), produit par électrolyse de l'eau, et le dioxyde de carbone (CO₂), aboutissant à la formation de méthane (CH₄) via un processus appelé méthanation. Deux procédés de méthanation existent : la méthanation biologique et la méthanation catalytique.

Contact :
Tibaut FOTSO
Délégué Général
t.fotso@atee.fr
06 46 24 84 26

REPONSE A LA CONCERTATION.

Question 1 : Disposez-vous d'éléments quantitatifs concernant les possibilités techniques réelles d'utilisation des électrolyseurs de façon flexible, sous forme de modulation et/ou d'arrêt (plage de puissances, rythmes de variation, etc.) et des garanties aujourd'hui associées ?

Question 2 : Disposez-vous d'éléments sur les impacts d'un fonctionnement flexible (modulation ou arrêts) sur les électrolyseurs (durée de vie, performances, consommation électriques supplémentaires par exemple lors des arrêts à chaud, etc.) ?

Flexibilité des électrolyseurs : état des expérimentations et implications systémiques

Les électrolyseurs présentent une flexibilité intrinsèque grâce à leur architecture modulaire. Contrairement à des équipements monolithiques, ils sont constitués de stacks pouvant être activés individuellement, ce qui permet une modulation fine de la puissance appelée en fonction des signaux du réseau. Cette capacité est un atout majeur pour l'intégration des électrolyseurs dans un système électrique en forte mutation. Par ailleurs, deux principaux modes de fonctionnement ont été expérimentés : le départ à chaud, qui offre une réactivité optimale sans impacter la durée de vie de l'équipement (au prix d'une consommation marginale d'électricité pour maintenir la température, estimée à environ 2 %), et le départ à froid, plus économique mais moins réactif et à limiter dans sa fréquence d'utilisation. La combinaison de ces deux modes, lorsqu'elle est orchestrée par un pilotage industriel avancé, permettrait de maximiser la souplesse opérationnelle des installations. Cependant, des progrès techniques restent encore à accomplir pour atteindre cet optimum de flexibilité, notamment en matière de contrôle dynamique, d'automatisation et d'interfaces de communication avec les gestionnaires de réseau. Ces évolutions conditionnent l'exploitation efficiente des électrolyseurs comme leviers de flexibilité dans le mix énergétique futur.

Les électrolyseurs de dernière génération, en particulier les technologies PEM et ALK alcalin pressurisé, permettent une modulation dynamique de la puissance :

- *Pour les électrolyseurs PEM, la plage de modulation s'étend généralement de 10-20 % à 100 % de la puissance nominale, avec des temps de réponse rapides, de l'ordre de quelques secondes à une minute selon les systèmes.*
- *Les électrolyseurs ALK nouvelle génération offrent également des capacités de modulation intéressantes de 40% à 100 % avec un moins bon temps de réponse comparé au PEM*

Question 3 : Selon le secteur consommateur d'hydrogène, quelles sont les possibilités techniques de modulation ou d'arrêt (via une modulation du fonctionnement du process ou la bascule temporaire vers un autre vecteur énergétique) de la consommation d'hydrogène ? Plus précisément, quelle est l'ampleur et durée possible de la baisse de consommation et quels sont les délais d'anticipation ?

La production de e-méthane par méthanation de l'hydrogène et du CO₂, avec injection dans le réseau gazier, constitue une solution particulièrement flexible.

Elle permet de décorrélérer la production de la consommation, en s'appuyant sur la souplesse opérationnelle et la capacité de stockage importante des infrastructures gazières existantes.

La brique méthanation peut, avec un préavis de quelques heures, être mise à l'arrêt sans impact direct sur l'approvisionnement des consommateurs.

Cette caractéristique en fait un levier stratégique pour répondre aux enjeux de flexibilité du système énergétique

Question 4 : Quelles sont les conditions pour permettre ces baisses de consommation d'hydrogène et les implications économiques (compensation de la perte de production occasionnée, contrainte organisationnelle induite) et réglementaires (p.e. sur la qualification du produit comme renouvelable ou bas-carbone) ?

La qualification du produit est un élément clé pour favoriser l'émergence d'un marché. En effet, il serait souhaitable de pouvoir obtenir une qualification "bas carbone" pour un hydrogène produit à partir d'un approvisionnement sur le marché spot français, compte tenu de la faible intensité carbone du mix électrique national.

Cette qualification permettrait de :

- *valoriser l'hydrogène produit sans avoir recours à des PPA (Power Purchase Agreements) systématiques,*
- *accélérer le déploiement de projets en simplifiant les exigences de traçabilité énergétique,*
- *et faciliter l'accès aux mécanismes de soutien et aux débouchés industriels ou réglementaires.*

Question 5 : Si vous utilisez aujourd'hui de l'hydrogène produit par vaporeformage et envisagez de remplacer par de l'hydrogène produit par électrolyse, envisagez-vous de le maintenir d'unités de vaporeformage pour pouvoir y recourir ponctuellement pour flexibiliser l'utilisation de l'électrolyseur ? Quelles sont les contraintes techniques associées au maintien d'une unité de vaporeformage et à son utilisation ponctuelle (adaptation du procédé consommant de l'hydrogène, délai de prévenance, etc.) ?

Non concerné

Question 6 : Quels seraient les coûts associés à ce maintien (prolongation de la durée de vie, maintenance, maintien de la compétence de la main d'oeuvre, etc.) ?

Non concerné

Question 7 : La réglementation européenne vous contraint-elle dans l'utilisation d'une unité de vaporeformage comme levier de flexibilité ? Quel enjeu sur la qualification de l'hydrogène comme renouvelable ou bas-carbone ?

Non concerné

Question 8 : Envisagez-vous la connexion d'une installation à un réseau local d'hydrogène ? Si oui, pour quelle(s) utilisation(s) et pour quelle(s) plus-value(s) identifiée(s) ?

Non concerné

Question 9 : Disposez-vous d'éléments concernant les contraintes techniques et les coûts qu'impliquent la connexion à ces réseaux locaux d'hydrogène ?

Non concerné

Question 10 : Avez-vous considéré la possibilité d'un stockage d'hydrogène sur site dans vos projets ? Si oui, l'avez-vous retenu et si non pour quelle(s) raison(s) ?

Non concerné

Question 11 : Disposez-vous d'éléments techniques, économiques ou réglementaires (Coût de développement, consommation énergétique, contraintes SEVESO, ...) permettant de juger de la pertinence à développer un stockage sur site ?

Non concerné

Question 12 : Considérez-vous aujourd'hui la connexion, via une infrastructure de transport, à des stockages massifs en cavité saline dans le montage de vos projets ? Si oui, quelle valeur identifiez-vous à cette connexion ? Si non, quelles sont les raisons qui ont conduit à éliminer cette option ?

Non concerné

Question 13 : Selon la localisation de vos projets, quelle vision avez-vous des échéances de mise en service des infrastructures de stockage massif d'hydrogène ou de transport d'hydrogène reliant les consommateurs à ces stockages ?

Non concerné

Question 14 : Disposez-vous d'éléments de coûts traduisant le coût de connexion et d'utilisation de réseaux d'hydrogène, de stockage d'hydrogène en cavité saline ?

Non concerné

Question 15 : Dans quelle mesure le mode de fonctionnement d'un électrolyseur est-il susceptible d'évoluer dès lors qu'une infrastructure de transport reliée à un stockage massif d'hydrogène est mise en service à proximité ? Dans quelle mesure le design de l'installation de production d'hydrogène par électrolyse conditionne son mode de fonctionnement sur toute sa durée d'exploitation ?

Non concerné

Question 16 : Dans quelle mesure les opportunités d'effacements ponctuels, de valorisation sur le mécanisme de capacité ou sur d'autres types de dispositifs (services système, équilibrage, appels d'offres effacement...) sont aujourd'hui prises en compte dans les projets de production d'hydrogène par électrolyse ? Si non, quelles sont les raisons de ce choix (coûts trop élevés, manque de visibilité sur les revenus, etc.) ?

Ces opportunités sont encore peu prises en compte, en raison :

- *Du manque de visibilité sur les revenus*
- *De la complexité des dispositifs*
- *D'une maturité encore faible des acteurs Mais certains projets pilotes intègrent la valorisation sur le mécanisme de capacité.*

Question 17 : Dans quelle mesure identifiez-vous un levier d'optimisation sur le coût de votre approvisionnement en électricité en modulant le fonctionnement de l'électrolyseur en fonction du marché de l'électricité ? Si vous vous approvisionnez auprès d'un fournisseur, les offres de fourniture vous permettent-elles de valoriser votre flexibilité ?

Oui, la modulation de la consommation électrique permet de capter des périodes de prix bas sur les marchés de l'électricité.

Cependant, les offres de fourniture classiques ne sont pas toujours adaptées à cette logique de flexibilité.

Un accès direct au marché de gros (via un agrégateur ou un accès fournisseur spécifique) apparaît souvent nécessaire pour tirer pleinement parti de cette flexibilité opérationnelle et optimiser les coûts d'approvisionnement en électricité.

Question 18 : Dans quelle mesure vous semble-t-il techniquement possible, selon la technologie d'électrolyseur et le processus à l'aval, de fournir des services système ? Envisagez-vous de fournir cette flexibilité et la valoriser sur les mécanismes existants ?

Dans le cadre de la production de e-méthane, il est tout à fait envisageable d'assurer une fourniture de services système, compte tenu de la grande flexibilité des procédés en aval, ainsi que de l'injection dans les réseaux gaziers.

Cependant, cette flexibilité n'est pas suffisamment prise en compte dans les mécanismes actuels de valorisation.

Il nous semble donc important d'obtenir, via le cadre réglementaire, une certification de la molécule produite — non seulement en lien avec la faible empreinte carbone du mix électrique français, mais également en reconnaissance de sa contribution globale au système énergétique, notamment en matière de résilience et d'équilibrage intersectoriel.