Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Document thématique 38: Conversion d'électricité en gaz (power-to-gas)

27.09.2016

Position de la branche

Le concept générique de «power-to-gas» désigne la conversion d'électricité en gaz, notamment en hydrogène («power-to-hydrogen») ou en méthane («power-to-methane»).

La technologie power-to-gas est dotée de propriétés pouvant être avantageuses en cas de production particulièrement importante en été et/ou de part élevée de production volatile. Elle permet de stocker temporairement de grandes quantités de courant (stockage été-hiver), dans la mesure où les dispositifs de stockage de gaz nécessaires à cet effet sont disponibles, et d'endiguer les pics de puissance. Si le courant converti en gaz est issu des énergies renouvelables ou neutres en CO_2, la technologie power-to-gas offre en outre une alternative écologique aux combustibles et carburants fossiles.

La technologie power-to-gas fait cependant encore l'objet de peu de recherches dans le cadre d'applications techniques de grande envergure. Par conséquent, l'AES plaide en faveur d'un financement ciblé des projets pilotes permettant de perfectionner la technologie. En revanche, elle rejette tout encouragement supplémentaire car aucune technologie ne doit être introduite de force sur le marché; ce sont à celles répondant le mieux aux besoins du système dans son ensemble de s'imposer. L'AES s'engage également pour que le choix de la technologie qui sera mise en avant – à savoir l'hydrogène, le méthane ou une autre base chimique – ne soit pas déterminé de manière ciblée. Une conversion du courant en agents énergétiques liquides (méthanol, diesel) est également possible. Les projets pilotes doivent montrer la voie la plus judicieuse.

Le gaz produit dans les installations power-to-gas peut être reconverti en électricité, utilisé dans des applications thermiques, dans le cadre de la mobilité et sous forme de matière première dans l'industrie.

La tarification pour les installations power-to-gas ne sera pas abordée dans ce document, la question étant traitée de manière exhaustive pour l'ensemble des technologies de stockage dans un document séparé.

Message

- L'AES salue le développement et l'utilisation de technologies permettant de produire des gaz de synthèse ou des agents énergétiques liquides de synthèse à partir de courant non fossile, car elles:
  - permettent le stockage temporaire de grandes quantités de courant (été – hiver), dans la mesure où les dispositifs de stockage de gaz nécessaires à cet effet sont disponibles,
  - peuvent endiguer les pics de puissance,
  - sont susceptibles d'apporter une contribution substantielle à la mobilité neutre en CO_2, et
  - offrent une possibilité de remplacer le gaz fossile par des énergies renouvelables.

- Afin de pouvoir continuer à développer ces technologies, l'AES s'engage en faveur d'un financement ciblé des projets pilotes offrant la possibilité de tester et de perfectionner les opportunités techniques, commerciales et pratiques. En revanche, tout encouragement supplémentaire est rejeté car la concurrence, agissant comme un processus de découverte, permet à toute technologie répondant au mieux aux besoins du système global de s'imposer.

- L'AES s'engage en faveur de conditions-cadre viables et équitables et de telles technologies, mais aussi en faveur d'autres technologies, comme les batteries, qui peuvent aussi être utilisées en complément au power-to-gas. Les projets pilotes doivent permettre de déterminer la voie la plus judicieuse pour la technologie des gaz synthétiques: hydrogène, méthane ou autre base chimique. Tout pilotage ciblé en la matière est donc à éviter.

Opportunités et risques

Opportunités:

- La technologie power-to-gas offre, avec le biogaz, une possibilité supplémentaire d'approvisionnement en gaz neutre en CO_2 et/ou renouvelable en utilisant l'infrastructure existante du réseau gazier, dans la mesure où le courant utilisé provient de sources neutres en CO_2 ou renouvelables.
- Le financement ciblé de projets pilotes pose les bases afin de disposer, à l'avenir, d'une technologie parfaitement éprouvée rendant possible le stockage saisonnier du courant ainsi que le lissage des pics de puissance si – comme le prévoit la SE 2050 – la production est très importante en été ou si la part de la production volatile s'accroît de manière sensible.
- Étant donné que l'on renonce à encourager une base chimique de façon ciblée, toutes celles qui répondront le mieux aux exigences de la future économie énergétique auront leurs chances. Ainsi, c'est le meilleur système qui s'imposera à long terme.

Risques:

- Si l'environnement évolue dans une direction n'offrant aucun potentiel commercial pour la technologie power-to-gas, les investissements dans les projets pilotes ne seraient pas directement payants.

Fondements/justification

1. Évolution

Le concept générique de «power-to-gas» désigne la conversion d'électricité en gaz, notamment en hydrogène («power-to-hydrogen») ou en méthane («power-to-methane»). Une conversion du courant en agents énergétiques liquides (méthanol, diesel) est également possible.

L'idée de la conversion de l'énergie en hydrogène remonte au milieu du XIXe siècle. Elle a été mise en œuvre pour la première fois en 1895 lorsque Poul la Cour, pionnier danois dans le domaine de l'énergie éolienne, connecta une installation éolienne à un électrolyseur connecté et utilisa l'hydrogène produit pour

éclairer une école.[1] La méthanation ultérieure de l'hydrogène constitue en revanche un concept relativement nouveau, qui n'est débattu que depuis 2009 environ.

La technologie power-to-gas fait encore l'objet de peu de recherches sur le plan de l'application technique. En Europe, les installations sont rares. En Allemagne, on trouve une bonne douzaine d'installations power-to-gas, dont les électrolyseurs présentent une puissance totale de quelque 15 000 kW. En outre, de premières installations pilotes et de démonstration existent aussi en France, en Autriche, au Danemark, en Norvège et en Suisse. Dans notre pays, les premières installations ont été mises en service en 2015 à Rapperswil, à Zuchwil et à l'Institut Paul Scherrer.

Actuellement, il n'y a pas de besoin de recourir au power-to-gas à grande échelle en Suisse. Un encouragement global de la technologie n'est donc pas indiqué. Toutefois, il est probable que le stockage saisonnier du courant et le lissage des pics de puissance gagnent en importance à l'avenir. Étant donné que la technologie power-to-gas est susceptible d'apporter une contribution essentielle en la matière, il semble opportun de financer de façon ciblée des projets permettant de tester et de perfectionner les possibilités techniques, commerciales et pratiques.

2. Processus

Les processus-clés de la technologie power-to-gas sont l'électrolyse et, dans le cas du power-to-methane, la méthanation.

2.1 Électrolyse

Dans le cas de l'électrolyse, l'eau est fractionnée en hydrogène et en oxygène à l'aide du courant. Pour produire 1 kg d'hydrogène, il faut env. 9 kg d'eau déminéralisée et 4,5 à 5,5 kWh de courant continu.

Pour l'électrolyse de l'eau, divers procédés technologiques sont disponibles. Du point de vue technique, les électrolyseurs à membrane échangeuse de protons (électrolyseurs PEM) sont particulièrement adaptés à une utilisation dans des installations power-to-gas, car ils réagissent plus vite au changement de charge, entraînent des pertes d'énergie moins importantes et fournissent un hydrogène plus pur que les électrolyseurs alcalins traditionnels. Actuellement, ils présentent cependant des coûts d'investissement plus élevés que les modèles alcalins, et un travail de développement supplémentaire est nécessaire pour assurer une disponibilité à grande échelle.

Afin de pouvoir stocker ou transporter l'hydrogène, une étape de compression est généralement encore nécessaire après l'électrolyse. Il peut être injecté en quantités limitées dans le réseau de gaz naturel, transporté dans des semi-remorques et stocké en milieu poreux ou en cavité, dans des puits ou de grands réservoirs.

2.2 Méthanation

Dans le cas de la méthanation, du méthane est produit par le biais de processus catalytiques à partir de CO_2 et de H_2 grâce à une adjonction de chaleur. Pour une méthanation catalytique dans un lit fixe, il faut

[1] Heymann Matthias, 1995. *Die Geschichte der Windenergienutzung 1890-1990*. Frankfurt am Main/New York 1995

env. 0,5 kg d'hydrogène et 2,75 kg de CO_2 pour produire 1 kg de méthane dans une configuration idéale. Le taux d'efficacité de la méthanation est inférieur à 80%.

Le CO_2 nécessaire comme précurseur peut être recueilli sous forme de déchet issu d'autres processus (production de biogaz, p. ex.). Pour cela, le CO_2 doit être capté et assaini au cours d'une première étape, puis transporté vers le site de l'installation power-to-gas, où il est stocké lors d'une seconde étape. Autre possibilité: le CO_2 peut être capté dans l'air – un processus qui nécessite du courant et de la chaleur. Comme l'hydrogène, le méthane peut être stocké en milieu poreux ou en cavité, dans des puits ou de grands réservoirs. Il peut également être injecté directement dans le réseau de gaz naturel.

Le taux d'efficacité d'une installation power-to-gas peut être accru dès lors que la chaleur résiduelle de l'électrolyse et de la méthanation peut être utilisée. Le raccordement de grandes installations power-to-gas à un réseau de chaleur est donc avantageux.

3. Pourquoi le power-to-gas?

Le gaz peut être stocké assez facilement sur de longues périodes. Ainsi, le power-to-gas permet un transfert d'énergie saisonnier par la conversion du courant électrique en gaz. Pour les installations photovoltaïques (PV), l'essentiel de la production a lieu en été; il en va de même pour les centrales au fil de l'eau. Si la production des installations PV augmente, comme le prévoit la Stratégie énergétique 2050, le power-to-gas pourra alors jouer un rôle déterminant dans le stockage saisonnier de l'énergie, dans la mesure où les dispositifs de stockage de gaz nécessaires à cet effet sont disponibles.

Lorsque les taux de production volatile sont élevés, le réseau électrique peut présenter des goulets d'étranglement au niveau du transport régional, dans la mesure où l'infrastructure nécessaire est disponible sur place. Le power-to-gas, qui convertit une partie de la production d'électricité en gaz, permet ainsi d'éviter de devoir déconnecter temporairement des installations ou aménager le réseau en fonction de ces pics de puissance ponctuels. Cette technologie peut ainsi jouer un rôle essentiel dans le futur système énergétique.

4. Applications

Le gaz produit dans les installations power-to-gas peut servir à diverses applications. La rentabilité d'une installation power-to-gas dépend entre autres fortement du site de l'installation, des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour le courant éventuellement prélevé du réseau, et de l'utilisation finale du gaz produit. Ci-après sont exposés les points forts, les points faibles et la rentabilité des diverses applications.

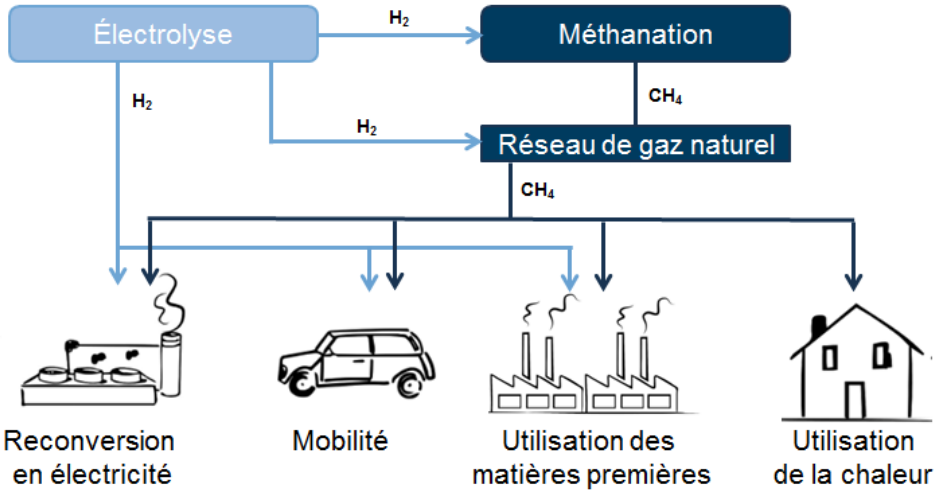

Illustration 1. Vue d'ensemble des applications

4.1 Accumulateur d'électricité

Aujourd'hui, le power-to-gas est, avec les centrales hydroélectriques à accumulation, la seule possibilité de stockage saisonnier du courant[2] (power-to-gas-to-power) et dispose ainsi d'un potentiel commercial relativement important en cas de production d'électricité très élevée en été.

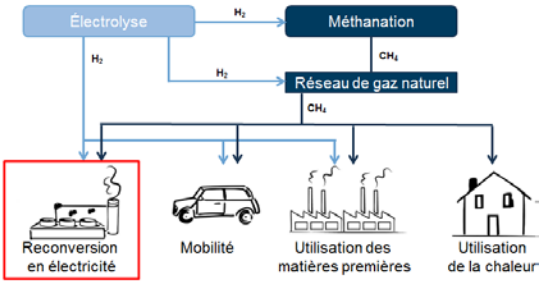

Illustration 2. Reconversion en électricité

L'utilisation de la technologie pour le stockage pendant la semaine est également envisageable, les centrales de pompage-turbinage étant capables de remplir cette tâche à moindres frais dans la structure actuelle des coûts occasionnés par le power-to-gas. Somme toute, la technologie reste encore très coûteuse.

L'hydrogène produit lors de l'électrolyse peut être stocké directement et reconverti en électricité ultérieurement. Du fait des coûts élevés du transport de l'hydrogène, la reconversion en électricité s'effectue généralement directement sur le site de stockage. Dans le cas d'une reconversion en électricité sur le site de stockage, le taux global d'efficacité du processus est de 36 à 45%.[3]

Il est aussi envisageable que l'hydrogène soit transporté directement aux clients finaux via l'infrastructure existante du réseau gazier et que la reconversion en électricité ait lieu à cet endroit. Par ce moyen, la chaleur résultant de la reconversion en électricité peut être directement utilisée pour le chauffage de bâtiments, sans pertes de transport.

Autre possibilité: l'hydrogène peut faire l'objet d'une méthanation et le méthane être stocké et reconverti en électricité. Cela offre des avantages par rapport à l'utilisation directe de l'hydrogène: le méthane peut alors être injecté directement dans le réseau de gaz naturel, dont le potentiel de stockage est très vaste pour les grands réseaux de gaz naturel. On dispose en outre d'une certaine flexibilité en ce qui concerne le choix du site sur lequel se déroule la reconversion en électricité dès lors qu'il existe un raccordement au gaz naturel. Ces atouts sont cependant contrebalancés par des coûts plus élevés et des pertes d'efficacité.

[2] KEMA Consulting GmbH, 2013. *Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*, p. 147 et 203. Pour le compte du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, Office fédéral de l'énergie OFEN. 12.12.2013

[3] KEMA Consulting GmbH, 2013. *Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*, p. 205. Pour le compte du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, Office fédéral de l'énergie OFEN. 12.12.2013

4.2 Mobilité

L'hydrogène et le méthane produits à partir de courant neutre en CO_2 peuvent être utilisés dans le cadre d'une mobilité neutre en CO_2.

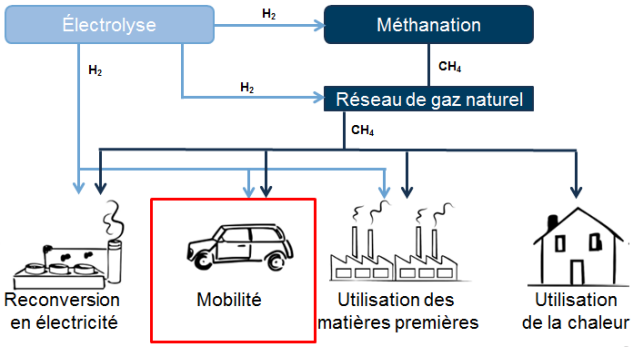

Illustration 3. Mobilité

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant permet de ne générer aucune émission de CO_2 au niveau local. Elle offre d'autres avantages par rapport aux véhicules électriques: une grande autonomie par plein et une recharge rapide du réservoir. En outre, à la différence des véhicules électriques, aucune batterie ne doit être transportée – une économie de poids qui accroît l'efficacité. Contrairement au gaz naturel et au biogaz, il n'existe pas encore de réseau de bornes de recharge pour l'hydrogène et les véhicules à pile à combustible ne sont pas encore produits à grande échelle à ce jour.

D'une part, la capacité de l'hydrogène à s'imposer comme carburant dépend fortement du développement de cette technologie en Europe et passe par la construction d'un réseau de bornes de recharge à l'échelle du continent. D'autre part, l'évolution des seuils de CO_2 pour les véhicules et la taxation des véhicules à pile à combustible vont s'avérer décisives.

L'utilisation du méthane comme carburant permet d'exploiter l'infrastructure existante de bornes de recharge de gaz naturel – un avantage évident.

4.3 Utilisation de la chaleur

L'hydrogène peut être injecté dans le réseau de gaz naturel et utilisé pour des applications thermiques. Cependant, le processus est limité en termes de volume, car le mélange entraîne une modification des propriétés du gaz, ce qui peut provoquer des complications sur les appareils qui ne sont pas construits pour cela. Les derniers résultats de recherche montrent qu'une injection allant jusqu'à 10% de volume n'aurait probablement pas d'incidence technique sur le plan de la sécurité et de l'exploitation.[4] Aujourd'hui toutefois, on respecte en général une valeur-seuil de 2% de volume. Le volume absolu d'hydrogène pouvant être injecté dépend du volume de transport du pipeline et des pré-injecteurs.

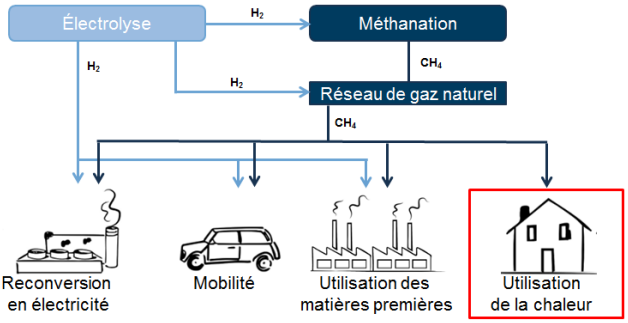

Illustration 4. Utilisation de la chaleur

En revanche, le méthane peut être directement injecté dans le réseau de gaz naturel en grandes quantités et utilisé pour des applications thermiques. Contrairement au gaz naturel, il s'agit d'un combustible neutre en

[4] Nitschke-Kowsky Petra, Weßing Werner, Dörr Holger, Kröger Kerstin. *Praxiserfahrungen mit der Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasverteilnetz*. DVGW. Energie Wasser-Praxis. 10/2015. Octobre 2015.

CO_2 (dans l'hypothèse où la production de courant est neutre en CO_2). Si le courant transformé en gaz est issu d'une production renouvelable, le gaz produit devrait être reconnu comme renouvelable. Toutefois, le méthane issu de la technologie power-to-gas est aujourd'hui plus onéreux que le biogaz, qui est également neutre en CO_2 et renouvelable.

4.4 Utilisation des matières premières

Aussi bien l'hydrogène que le méthane sont utilisés comme matière première dans des processus industriels. L'hydrogène sert par exemple de gaz de transformation dans le cadre de la production de verre de quartz ou de l'hydrogénation. Le besoin en hydrogène de l'industrie est aujourd'hui principalement assuré par la réduction de naphte et de gaz naturel, deux matières premières fossiles. À cet égard, l'hydrogène issu de la technologie power-to-gas peut offrir une alternative neutre en CO_2. Du fait des coûts de transport de l'hydrogène relativement élevés, il s'avère essentiel pour la rentabilité d'une installation power-to-hydrogen de maintenir des distances plutôt courtes entre l'installation et le lieu d'utilisation.

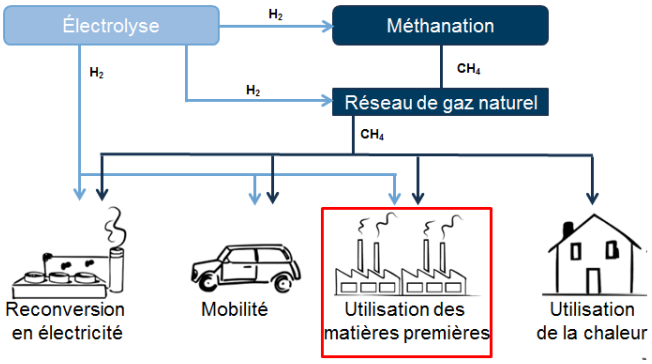

Illustration 5. Utilisation des matières premières

Dans l'industrie chimique, le méthane revêt une importance cruciale en tant que précurseur pour les synthèses. Le méthane issu de la technologie power-to-gas peut offrir une alternative neutre en CO_2 au méthane fossile. Cependant, dans ce domaine, il est aussi en concurrence avec le biogaz, qui est aujourd'hui disponible à moindres frais. À long terme, les prix des précurseurs, à savoir le CO_2 pour le méthane issu du power-to-gas et la biomasse pour le biogaz, détermineront l'alternative la plus avantageuse.

Savoir si l'utilisation de l'hydrogène et du méthane issus des installations power-to-gas présente un intérêt dans les processus industriels dépend fortement de l'évolution des prix des émissions de CO_2 dans la chaîne de production.

5. Conclusion

Le power-to-gas est une technologie coûteuse à ce jour. La rentabilité des installations power-to-gas à l'avenir dépendra de nombreux facteurs différents.

En somme, on constate que la production d'hydrogène est bien moins coûteuse que celle du méthane car elle ne nécessite qu'une électrolyse, l'étape de méthanation étant supprimée. Le choix de l'alternative (hydrogène, méthane ou autre base chimique) qui sera la moins chère sur l'ensemble de la chaîne, de la production à l'application, dépend de l'utilisation du gaz produit ainsi que des évolutions sur les plans de l'économie énergétique et de la technologie. Afin d'éviter toute erreur d'orientation politique, il convient de renoncer à déterminer de manière ciblée le choix de la base chimique.

Le power-to-gas peut offrir des alternatives neutres en CO_2 aux combustibles et carburants fossiles. Le prix du CO_2 constitue ainsi un pivot décisif pour la rentabilité de la technologie. Toutefois, le biogaz offre également une alternative neutre en CO_2 au méthane de synthèse issu du power-to-gas, qui est aujourd'hui meilleur marché. À long terme, ce sont les prix des précurseurs, à savoir le CO_2 et l'électricité pour le méthane issu du power-to-gas et la biomasse pour le biogaz, qui détermineront quelle alternative pourra être produite à moindre coût.

Il est probable que l'économie énergétique se trouve à l'avenir de plus en plus confrontée à une production concentrée sur la période estivale et à des pics de puissance élevés, dans la mesure où les dispositifs de stockage nécessaires à cet effet sont disponibles. Grâce au power-to-gas, on dispose d'un accumulateur de courant qui permet le stockage saisonnier de grandes quantités d'électricité. En outre, cette technologie peut lisser les pics de puissance en convertissant le courant excédentaire en gaz et contribuer ainsi à limiter l'extension du réseau. Afin de pouvoir s'appuyer, en cas de besoin, sur une technologie parfaitement éprouvée, il s'avère judicieux de financer aujourd'hui, de façon ciblée, des projets permettant de tester et de perfectionner les possibilités techniques, commerciales et pratiques offertes par le power-to-gas.

Renseignements
Secrétariat de la Commission Économie énergétique
Téléphone: 062 825 25 25
E-mail: info@electricite.ch

Association des entreprises électriques suisses
Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.electricite.ch