



L'hydrogène, une clef du système énergétique de demain ?

Aujourd'hui, l'hydrogène est surtout utilisé par l'industrie pour ses propriétés chimiques, essentiellement dans les usines d'ammoniac (la moitié de la consommation mondiale) et les raffineries de pétrole. Si emploi dans le domaine énergétique est actuellement très limité, c'est un gaz qui suscite un intérêt croissant dans les exercices de prospective. L'hydrogène comme vecteur énergétique¹ concentre en effet des avantages qui en font, pour certains, une clef du système énergétique de demain :

1. il peut être produit à partir d'une multitude de sources d'énergie, contribuant ainsi à une diversification de l'approvisionnement énergétique et à l'intégration des énergies renouvelables ;
2. une fois produit, il peut être stocké et transporté directement dans les réseaux existants de gaz naturel ou utilisé dans une pile à combustible ;
3. son utilisation ne génère pas d'émissions de CO₂, ce qui ouvre éventuellement la voie à des chaînes « sans carbone », depuis la production jusqu'à l'utilisation.

L'hydrogène chimique, un composé léger extrêmement inflammable

Les propriétés de l'hydrogène en font un gaz pour lequel les enjeux de sécurité et d'acceptabilité par l'opinion publique sont particulièrement importants.

L'hydrogène est en effet le plus petit des atomes et, sous forme diatomique², le plus léger des gaz. Particulièrement sujet aux fuites, il traverse facilement les parois poreuses et fuit par les moindres interstices. Par ailleurs, l'hydrogène est classé parmi les composés « extrêmement inflammables » par la Directive 67/548/CEE substances dangereuses. Le principal risque lié à l'hydrogène est l'incendie ou l'explosion (84 % des accidents recensés) : cet élément a en effet un domaine d'inflammabilité très large (de 4 à 75 % dans l'air, plus large encore dans des atmosphères enrichies en oxygène ou en chlore) et une très faible énergie d'activation³.

¹ Un vecteur énergétique est un véhicule ou une méthode permettant de transporter de l'énergie d'un endroit à un autre.

² Le gaz de formule chimique H₂, association de deux atomes d'hydrogènes, est également appelé dihydrogène.

³ Le feu est la production d'une flamme et la dégradation d'un corps par une réaction chimique appelée combustion. Elle ne peut avoir lieu que si l'on réunit trois facteurs : deux composés chimiques (un combustible et un comburant) et un apport d'énergie minimal, appelé énergie d'activation.

Enfin, sa faible énergie volumique fait de lui un relativement mauvais candidat à la fonction de vecteur énergétique : l'hydrogène transporte ainsi quatre fois moins d'énergie par unité de volume que le gaz naturel. Dans un contexte où les énergies intermittentes - prévisibles mais non programmables - deviennent de plus en plus présentes, l'hydrogène est néanmoins de plus en plus souvent envisagé comme un moyen de stockage d'énergie décarbonée.

D'une production centralisée d'hydrogène...

L'hydrogène n'est pas directement disponible dans la nature. Il a cependant l'avantage de pouvoir être produit à partir de trois grandes sources que sont les énergies fossiles, nucléaires et renouvelables. La production d'hydrogène actuelle fait très majoritairement appel à deux techniques :

- le vaporeformage de gaz naturel, réaction chimique qui consiste à casser les molécules d'hydrocarbure sous l'action de la chaleur pour en libérer l'hydrogène. Emetteur de gaz carbonique, ce procédé couvre actuellement 95% de la production avec un rendement de 70% environ ;
- l'électrolyse de l'eau, qui consiste à dissocier les atomes d'oxygène et d'hydrogène combinés dans les molécules d'eau avec un rendement de l'ordre de 65%. Bien que grosse consommatrice d'électricité, cette méthode peut s'avérer intéressante si elle est couplée à des énergies renouvelables susceptibles de produire de l'électricité à des moments où la demande est insuffisante pour l'absorber. L'intégration massive de sources d'énergie renouvelable fluctuante (éolien, photovoltaïque principalement) dans les systèmes électriques implique en effet des périodes de plus en plus importantes durant lesquelles la production dépassera la demande. Les quantités mises en jeu pourront dépasser les capacités classiques de flexibilité et de stockage du système électrique : la conversion en un autre vecteur énergétique apparaît donc comme une solution pour valoriser ces excédents.

Certains procédés alternatifs sont également à l'étude, dont la gazéification et pyrolyse de biomasse solide qui permettra, à plus long terme, de produire du gaz de synthèse dont l'hydrogène pourrait être extrait.

... à la consommation : une dynamique de marché segmentée

Si le marché mondial de l'hydrogène en 2013 est évalué à 96,6 milliards de dollars pour un volume de 255,3 milliards de mètres cubes⁴, seule une part infime en revenait au domaine énergétique. Demain, si la filière se développe, l'hydrogène-énergie pourrait délivrer aux consommateurs une énergie finale sous forme de gaz par l'intermédiaire du réseau de gaz naturel (*Power-to-Gas*), ou d'électricité s'il est consommé dans une pile à combustible⁵.

⁴ Source : Persistence Market Research, 2015

⁵ Une pile à combustible est une pile dans laquelle la fabrication de l'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple l'hydrogène) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que l'oxygène de l'air. => donc une réaction d'oxydoréduction ?

Signaux faibles non négligeables, on voit aujourd'hui apparaître certaines niches de marché, regroupant un petit nombre de consommateurs aux comportements similaires et ayant des besoins spécifiques, dans lesquelles les piles à combustible hydrogène réussissent à convaincre. Des groupes de secours, dont la fiabilité au démarrage est essentielle, aux chariots élévateurs « propres » utilisés en intérieur, dont la productivité se trouve améliorée par un temps de recharge réduit, en passant par l'industrie du cinéma, pour laquelle la qualité de l'alimentation et l'absence de nuisance sonore sont des atouts considérables, certaines niches tendent vers la maturité et amorcent le marché de la pile à combustible.

Que ce soit pour une génération d'électricité décentralisée stationnaire ou en situation de mobilité, les verrous majeurs des technologies à base d'hydrogène restent l'acceptabilité sociale, l'acheminement du gaz au point de consommation ainsi que leur coût total de possession⁶ face aux solutions de substitution.

Le *Power-to-Gas*, une option d'avenir pour le stockage d'électricité décarbonée

Principe du *Power-to-Gas*

La montée en puissance des énergies renouvelables électriques intermittentes comme l'éolien et le photovoltaïque suscite de nombreuses interrogations quant à leur insertion dans les réseaux d'électricité. Un trop faible niveau de production nécessite en effet de disposer de capacités de production modulables en appui ; à l'inverse, une production trop importante nécessite de développer des capacités de stockage ou de conversion des excédents.

En réponse à ces interrogations, les technologies de conversion d'électricité en gaz, principe baptisé « *Power-to-Gas* », sont parfois avancées. S'appuyant sur l'importante capacité de stockage des infrastructures de gaz (stock en conduite⁷ et stockages souterrains), elles visent à transformer l'électricité renouvelable en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel en l'état, ou après une étape supplémentaire de méthanation, qui consiste à l'associer à du CO₂ pour le convertir en méthane.

Enjeux

De plus en plus prévisibles, les unités de production d'électricité renouvelable ne pourront pour autant jamais être pilotées car elles dépendent de facteurs non maîtrisables (ensoleillement, vent, marées etc.). Dans la perspective d'un fort développement de ces sources d'énergie, différents scénarios prospectifs prévoient ainsi d'importants surplus de production d'électricité.

⁶ Total Cost of Ownership - TCO

⁷ La quantité de gaz présente dans le réseau en lui-même varie au cours du temps et correspond à des cycles de « gonflage-dégonflage ». C'est ce que l'on appelle le « stock en conduite ».

Ces excédents d'électricité seront essentiellement de longue durée (80% durant des périodes de surplus de plus de 12h consécutives) et ne pourront être que partiellement absorbés par les techniques de stockage existantes. En particulier, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)⁸, technologie la plus déployée en France, ne permettent de stocker que de faibles quantités d'énergie (quelques dizaines de GWh) sur de modestes durées (quelques dizaines d'heures). Elles assurent un rôle essentiel pour l'équilibre offre-demande journalier mais ne seront pas en mesure d'absorber l'ensemble des excédents d'électricité de longue durée.

Le *Power-to-Gas* est aujourd'hui considéré comme la seule technique adaptée à la conversion d'importantes quantités d'électricité (plusieurs TWh) et sur des durées importantes (de quelques heures à plusieurs mois) sans nécessiter de rupture technologique. Il ne s'agit pas à proprement parler d'un procédé de stockage, mais d'une technologie permettant de valoriser l'électricité sous la forme de gaz, pour desservir ensuite toutes ses utilisations (chaleur, carburant...). Ce procédé fait actuellement l'objet d'une cinquantaine de projets pilotes de par le monde, soit d'injection d'hydrogène comme le site récemment mis en service par E.ON à Falkenhagen en Allemagne, soit de méthanation comme le site de Audi à Werlte, toujours en Allemagne.

Prenant appui sur les travaux de l'ADEME et de GrDF, les plus récentes études⁹ estiment que :

- le *Power-to-Gas* devrait émerger à horizon 2030 ;
- le surplus d'électricité décarbonée à horizon 2050 permettrait la production de 20 à 30 TWh d'hydrogène obtenu par électrolyse, injectable dans le réseau de gaz existant.

Incertitudes à lever pour l'injection d'hydrogène dans les réseaux

Si, d'un point de vue énergétique, l'intérêt du *Power-to-Gas* est avéré par les études prospectives, la faisabilité technique d'une injection d'hydrogène dans les réseaux sans diminution des conditions de sécurité reste à démontrer.

A l'issue de projets de recherche dédiés à l'injection d'un mélange maîtrisé de gaz naturel (au moins 80%) et d'hydrogène (jusqu'à 20%) menés en laboratoire et dans des conditions de basse pression, aucun résultat ne s'est révélé rédhibitoire: la perméabilité des ouvrages testés est acceptable, l'explosivité est maîtrisée et le pouvoir détonnant reste similaire au gaz naturel par exemple.

⁸ STEP : barrages hydrauliques avec des réserves d'eau supérieures et inférieures, capables de fonctionner en pompage pour stocker et en turbinage pour déstocker.

⁹ Voir les deux études « Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France », mars 2013, http://www.grtgaz.com/fileadmin/transition_energetique/documents/hydrogene_et_reseau_e-cube_GRTgaz.pdf et « PEPS - Étude sur le potentiel de stockage d'énergies », novembre 2013, <http://www.atee.fr/r%C3%A9gion/actualites/publication-de-l%E2%80%99%C3%A9tude-sur-le-potentiel-de-stockage-d%E2%80%99%C3%A9nergies>.

De nombreux verrous restent à étudier en réalisant des tests en conditions réelles pour les différents niveaux de pression d'exploitation des réseaux :

- **sur l'exploitation** d'une injection tout d'abord : les réactions de différents types de canalisation et plus généralement des stockages, compresseurs, détendeurs et composants annexes du réseau gazier doivent être étudiées. Les niveaux de perméabilité du polyéthylène (PE) à plus haute pression doivent être étudiés en présence d'hydrogène, de même que la résistance et l'étanchéité des soudures ;
- **sur l'acceptabilité du mélange par équipements** : si certains éléments sont d'ores et déjà testés en sortie d'usine pour fonctionner ponctuellement avec un taux significatif d'hydrogène (cas des chaudières), la fiabilité et la performance des différents équipements gaz restent à apprécier. Les clients qui n'admettront pas de mélange et ceux susceptibles d'en accepter sans impact notable devront être identifiés ;
- **sur la capacité de pilotage de la qualité du gaz** pour les clients sensibles, et *a fortiori* si les injections d'hydrogène venaient à se multiplier sur les différents réseaux ;
- **sur les normes et réglementations** qui viendraient conditionner l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, compte tenu d'une évolution possible du facteur de risque ;
- **sur la maturité technologique et économique** : des améliorations technologiques à plus ou moins court terme et des ruptures en matière de coûts seraient nécessaires pour envisager un déploiement au-delà d'un projet pilote.

GRHYD, le premier démonstrateur de *Power-to-Gas* français

Premier projet de *Power-to-Gas* en France, *GRHYD* (acronyme de Gestion des Réseaux par l'injection d'HYdrogène pour Décarboner les énergies) est un projet quinquennal de 16 millions d'euros inauguré lors des Assises de l'énergie de Dunkerque en janvier 2014.

En lien avec le projet de « Troisième Révolution industrielle » en Nord-Pas de Calais, inspiré par Jeremy Rikfin, le projet GRHYD s'attachera à étudier les verrous ainsi que les indicateurs technico-économiques du *Power-to-Gas*. A terme, un mélange hydrogène-gaz naturel sera injecté dans le réseau de distribution pour une utilisation dans un quartier neuf regroupant environ 200 foyers. Le quartier sortira de terre en 2015 et l'injection d'hydrogène devrait commencer en 2016 pour une phase d'expérimentation d'une durée de 1 an et demi.

Pour ce faire, 12 partenaires se sont associés sous la coordination de GDF SUEZ : 4 entités de GDF SUEZ (INEO, GNVert, GrDF et le CRIGEN), 3 centres de recherches et centres techniques (INERIS, CETIAT, CEA), 1 collectivité (la CUD), 3 industriels (CETH2, AREVA SE et Mc Phy) et 1 société de transports (STDE).

La voie alternative de la méthanation

Si des verrous techniques à l'injection d'un mélange gaz naturel - hydrogène persistent, la piste de la méthanation, qui consiste à associer du CO₂ à de l'hydrogène pour former du méthane de synthèse, pourra être considérée. Ce procédé permettrait ainsi de convertir l'électricité excédentaire en un gaz injectable dans le réseau au même titre que le biométhane.

Cette réaction, qui produit du méthane et de l'oxygène, a été découverte au début du XX^e siècle par Paul Sabatier, chimiste français. Bien connue et maîtrisée, elle est déjà utilisée de longue date dans l'industrie chimique mais elle n'a pas encore été utilisée pour une conversion d'électricité excédentaire. D'origine renouvelable (dans la mesure où il est produit à partir d'électricité renouvelable), le méthane de synthèse présente un bilan neutre en CO₂ à la combustion et contribue ainsi, avec les injections de biométhane, à décarboner le vecteur gaz.

En Allemagne et au Danemark, plusieurs projets pilotes de méthanation ont vu le jour. Un des plus récents a été inauguré par Audi le 25 juin 2013 à Wertle. Avec une première injection réalisée à l'automne 2013, les perspectives de production sont de l'ordre de 10 GWh de gaz de synthèse par an. La proximité de ce pilote avec un site de production de biométhane permet un gain d'efficacité par échange de chaleur et de CO₂ entre les deux installations.

L'origine du CO₂ absorbé dans la réaction de méthanation est en effet une étape clef. La perspective la plus prometteuse serait une valorisation du CO₂ « fatal », c'est-à-dire capté à partir d'installations émissives (centrales thermiques, industries, épuration du biogaz...). Afin de prendre position sur les multiples voies possibles de méthanation et d'origine du CO₂, GrDF, GRTgaz et l'ADEME ont souhaité lancer une étude technico-économique portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire¹⁰.

Hydrogène et transition énergétique en Europe

C'est une promesse de maîtrise des coûts¹¹, par recours aux infrastructures d'acheminement d'énergie existantes, qui a permis à l'hydrogène de faire récemment son apparition dans nombre de scénarios de transition énergétique. Une analyse de 24 scénarios énergétiques européens récents a ainsi permis d'identifier les principaux moteurs du recours au *Power-to-Gas*.

¹⁰ Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité Excédentaire - ADEME, GRTgaz, GrDF <http://www.presse.ademe.fr/2014/10/power-to-gas-une-solution-davenir-pour-stocker-lelectricite-dorigine-renouvelable.html>

¹¹ Voir dépêche ETOGAS du 5 mars 2015 portant sur une étude récente du Fraunhofer Institut allemand - http://etogas.com/fileadmin/documents/news/Pressemitteilung_EN/2015-03-05_PI_ETOGAS-StudiePtGFraunhoferISE_EN.pdf

1. Un lien fort avec une pénétration massive des énergie renouvelables (EnR) variables. C'est la présence massive d'EnR électriques variables qui déclenche le besoin de passer à des techniques de conversion permettant d'absorber les surplus pour les valoriser directement ou les stocker éventuellement d'une saison à l'autre. Le *Power-to-Gas* apparaît donc essentiellement dans les scénarios ambitieux en termes de développement des EnR, et seulement à partir de 2030, lorsque ces dernières deviendront significatives voire prépondérantes, en tout cas structurantes dans le fonctionnement des systèmes électriques.

2. Le besoin de conversion entre vecteurs énergétiques dépend du périmètre des scénarios. Les scénarios limités au secteur électrique tirent finalement peu de bénéfices du *Power-to-Gas*. Dès lors qu'il s'agit uniquement de faire des allers-retours de court terme entre production et consommation électrique, le méthane de synthèse et même l'hydrogène seul exigent des investissements et occasionnent des pertes de rendement importantes. La prise en compte des besoins de l'industrie et plus encore des transports, pour lesquels le gaz est un très bon substitut aux produits pétroliers, change la donne et augmente considérablement l'intérêt des conversions énergétiques.

3. Hydrogène seul et/ou méthane de synthèse ? Certains scénarios détaillent une seule de ces voies de valorisation mais laissent ouverte la possibilité d'évolution en fonction des avancées constatées. D'autres ont recours simultanément aux deux voies, mais avec une temporalité différente, le méthane étant utilisé pour des taux de pénétration EnR globalement plus élevés. Certains scénarios n'ont recours qu'au seul méthane de synthèse, afin de minimiser les sauts technologiques en matière d'usages et de valoriser au mieux les infrastructures existantes (réseaux et stockage) et les technologies éprouvées à l'échelle industrielle (motorisation gaz).

4. Le mix des différentes sources d'énergies renouvelables influence le poids du *Power-to-Gas*. Plusieurs scénarios font référence au *Power-to-Gas* (hydrogène en particulier) sans le retenir : il s'agit à chaque fois de pays dotés ou voisins d'un parc hydroélectrique conséquent alimentant leur mix. D'autres scénarios comptent sur une part importante de biomasse pour le transport, voire pour l'équilibrage du système électrique, et limitent ainsi le recours au *Power-to-Gas*.

Roch Drozdowski-Strehl

73e Séminaire-Jeunes de l'IHEDN

Membre du Comité "Energies" de l'ANAJ-IHEDN

Roch DROZDOWSKI-STREHL, Ingénieur SUPELEC promotion 2006, a rejoint la Direction Recherche et Innovation du Groupe GDF SUEZ en 2008 où il a été en charge des études technico-économiques sur l'effacement de consommation et l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques. En juin 2012, il est nommé Chef de Mission Smart Grids au sein de la Direction Stratégie et Territoires de GrDF où il s'occupe en particulier de la préparation de l'avenir et à ce titre de la prospective sur les évolutions du réseau de gaz, les usages et les filières de gaz renouvelables.