



## Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

---

### Synthèse de l'étude

Septembre 2014

Etude réalisée par le groupement :



900 vieux chemin de Saint-Omer  
F-59670 Cassel  
Téléphone : 03.66.72.10.03  
[Contact@ee-consultant.fr](mailto:Contact@ee-consultant.fr)  
Site: [www.ee-consultant.fr](http://www.ee-consultant.fr)



14 place Jules Ferry  
69006 Lyon  
[info@hespul.org](mailto:info@hespul.org)  
Tel : 04 37 47 80 90



75 Voie du TOEC  
CS 27608  
31076 TOULOUSE Cedex 3  
[solagro@solagro.asso.fr](mailto:solagro@solagro.asso.fr)  
Tél : 05 67 69 69 69

# Sommaire

<b>1. CADRAGE ET CONTENU DE L'ETUDE .....</b>	<b>2</b>
<b>2. QU'EST-CE QUE LE POWER-TO-GAS ?.....</b>	<b>3</b>
2.1. CONCEPT .....	3
<b>3. QUELLE PLACE POUR LE POWER-TO-GAS DANS LES SCENARIOS EUROPEENS ?.....</b>	<b>4</b>
<b>4. BILAN EFFICACITE, ENVIRONNEMENT, ECONOMIQUE .....</b>	<b>5</b>
4.1. TECHNOLOGIE .....	5
4.2. PERFORMANCES .....	6
<b>5. SCENARIO POSSIBLE DE DEVELOPPEMENT.....</b>	<b>8</b>
<b>6. UN CADRE LEGISLATIF ET ECONOMIQUE A CONSTRUIRE.....</b>	<b>9</b>
6.1. QUELLE REPARTITION ENTRE SECTEUR MARCHAND ET SECTEUR REGULE ? .....	9
6.2. LE BESOIN DE DEFINIR UN MODELE ECONOMIQUE STABLE.....	9
6.3. COMMENCER RAPIDEMENT A ADAPTER LE CADRE REGLEMENTAIRE .....	9
6.4. LA NECESSAIRE COLLABORATION ENTRE ELECTRICIENS ET GAZIERS .....	10
<b>7. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>10</b>

## 1. Cadrage et contenu de l'étude

---

Cette étude s'inscrit au sein des travaux pour la réalisation de la transition énergétique permettant d'atteindre une division par 4 des émissions de gaz à effet de serre en s'appuyant sur des économies d'énergie, un fort développement des énergies renouvelables, sans recourir aux nouvelles ressources d'énergie fossile.

Dans cette transition, l'ADEME, GrDF, et GRTgaz, financeurs de l'étude, pensent que les vecteurs gaz et électricité doivent tenir un rôle complémentaire. Récemment apparue comme un enjeu en France, notamment au sein des scénarios « Vision 2030-2050 » de l'ADEME, « négaWatt 2011 » ou encore « GrDF 2050 », la conversion d'excédents de production d'électricité renouvelable en hydrogène ou méthane pour leur injection dans l'infrastructure gazière semble en être une nouvelle illustration : cette étude participe à construire une connaissance commune de ce nouveau concept. Elle a également pour but de compléter et alimenter d'autres travaux plus globaux ou transverses sur le système énergétique, on peut citer en particulier les études :

- « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », sortie en 2013 et financée par l'ADEME, la DGCIS et l'ATEE, qui étudie les besoins de stockage électrique et chaleur pour la France en 2030, et qui fait actuellement l'objet d'une suite avec une projection en 2050 et une meilleure prise en compte de l'intégration énergétique européenne.
- « Cap 100% ENRe 2050 » de l'ADEME, en cours également, et qui vise à proposer différents scénarios pour un système électrique français 100 % renouvelable en 2050.

## 2. Qu'est-ce que le Power-to-Gas ?

---

### 2.1. Concept

L'objet de cette étude est l'utilisation de technologies permettant la conversion de l'électricité en gaz comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire.. Dans le monde anglo-saxon, mais aussi dans de nombreux autres pays, ce concept est appelé **Power-to-Gas** (PtG). Par commodité, nous retenons cette appellation.

L'intégration massive de sources d'énergie renouvelable fluctuante (éolien, photovoltaïque principalement) dans les systèmes électriques implique 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.

Technologie de base du Power-to-Gas, l'électrolyse permet la conversion d'énergie électrique en énergie chimique sous forme de gaz hydrogène (H<sub>2</sub>), par décomposition de molécules d'eau (H<sub>2</sub>O). Le gaz produit peut être valorisé de plusieurs manières sur place : par un industriel pour ses propres besoins de procédé ou par une station-service de remplissage de véhicules fonctionnant à l'hydrogène (piles à combustible) par exemple, ou encore être localement stocké pour être reconverti ultérieurement en électricité *via* une pile à combustible.

Mais il peut aussi être injecté directement dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel, créant de fait un couplage entre les différents réseaux et vecteurs énergétiques : ainsi les possibilités de valorisation des excédents d'électricité sont démultipliées tant en termes d'usages finaux qu'en termes temporels et spatiaux.

La possibilité d'injection d'hydrogène dans le réseau gazier donne un accès direct à ses très grandes capacités de transport et de stockage : en France les capacités de stockage de gaz sont 300 fois plus importantes que celles du réseau électrique (137 TWh contre 0,4). Toutefois, la quantité d'hydrogène injectable est limitée actuellement à quelques pourcents (de l'ordre de 2% en énergie) pour diverses raisons (sécurité, fuites, compatibilité avec les utilisateurs finaux, compatibilité avec les conduites, ...). Même s'il est probable que la proportion acceptable du point de vue des gestionnaires des réseaux est appelée à augmenter, il semble difficilement envisageable qu'elle dépasse 20 à 30% en volume soit (15 à 20% en énergie), ce qui constitue de fait un facteur limitant sur le moyen-long terme.

Dans cette perspective, la réaction de méthanation représente une étape supplémentaire permettant de combiner l'hydrogène avec des atomes de carbone issu de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) pour former du méthane de synthèse (CH<sub>4</sub>), 100% miscible avec le gaz naturel. Il existe de nombreuses sources de dioxyde de carbone possibles : récupération du CO<sub>2</sub> après purification de biogaz ou de syngas (gazéification de biomasse), captage du CO<sub>2</sub> des émissions industrielles (procédés cimentiers, pétrochimiques, mais aussi tous les équipements de combustion) et des émissions liées à la production d'électricité, ...

Sans ignorer totalement l'hypothèse d'une valorisation directe de l'hydrogène ou du méthane qui est déjà l'objet de nombreuses études et de recommandations, la présente étude se concentre sur la version « raccordée aux réseaux » qui offre une réelle synergie avec les infrastructures existantes et un large éventail d'utilisations possibles du gaz produit :

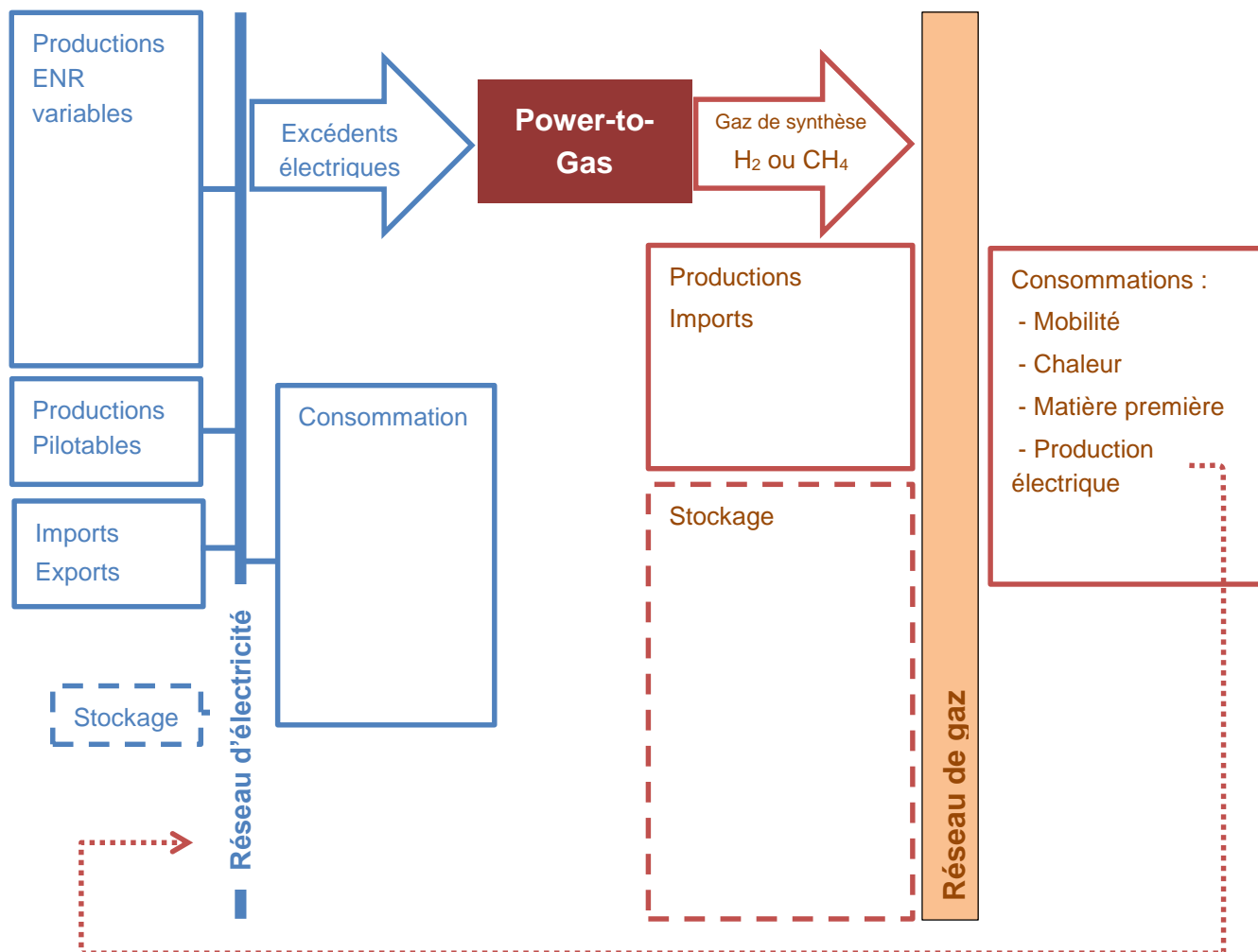
- chaleur (chauffage résidentiel/tertiaire ou industriel, procédé, eau chaude sanitaire, cuisson,...)
- matière première de l'industrie chimique
- mobilité *via* des véhicules à moteurs à explosion classiques (essence ou Diesel) adaptés pour fonctionner au méthane (Gaz Naturel Véhicule, GNV) comme il en existe une quinzaine de millions en circulation à travers le monde<sup>1</sup>.
- production d'électricité

---

<sup>1</sup> Ce qui en fait un avantage important comparé aux véhicules électriques ou à piles à combustible qui nécessitent une reconversion à la fois de l'industrie automobile et de la distribution des carburants.

La Figure 1 résume le concept du Power-to-Gas tel que défini dans cette étude.

Figure 1 – Schéma de principe du Power-to-Gas



### 3. Quelle place pour le Power-to-Gas dans les scénarios européens ?

Une analyse de 24 scénarios énergétiques européens récents réalisée dans le cadre de cette étude a permis d'identifier les principaux enseignements concernant le Power-to-Gas :

1. **Un lien fort avec la pénétration massive des EnR variables.** C'est la présence massive d'EnR électriques variables qui déclenche le besoin de passer à des techniques de conversion pour absorber les surplus, les valoriser directement, ou en les stockant 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 deviennent 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 où 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 CH<sub>4</sub> 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 voisin 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.

## 4. Bilan efficacité, environnement, économique

---

Une première estimation de performances énergétiques, environnementales et économiques a été réalisée, sur la base des caractéristiques actuelles mais aussi des améliorations futures attendues.

### 4.1. Technologie

L'électrolyseur est l'élément central du Power-to-Gas, il permet la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique contenue dans l'hydrogène issu de la décomposition de l'eau. Actuellement, il existe 3 principales technologies d'électrolyseurs : alcalines, PEM (Proton Exchange Membrane), et SOEC (Solid Oxyde Electrolyser Cell).

La première est une technologie mature et largement diffusée dans l'industrie. La seconde, plus récente et dérivée des piles à combustible reste aujourd'hui réservée aux petites installations. La dernière (SOEC), à haute température, en est encore au stade du laboratoire ; elle se différencie principalement par la substitution d'une partie de l'électricité nécessaire à la dissociation de l'eau par de la chaleur, l'efficacité énergie chimique/énergie électrique se trouvant ainsi améliorée.

Dans le cas de production de méthane de synthèse, un réacteur de méthanation est utilisé en série pour convertir l'hydrogène en méthane en le faisant réagir avec le CO<sub>2</sub>. Deux technologies sont utilisées :

- la voie catalytique utilisant des réacteurs avec un lit de catalyseur (ex : nickel), tout à fait similaire à la méthanation du monoxyde de carbone (CO) qui est exploitée industriellement depuis plus de 50 ans.
- la voie biologique qui a recours à des microorganismes pour réaliser cette conversion, de façon très proche de la méthanisation produisant le biogaz par fermentation anaérobie, les microorganismes et les conditions de réaction pouvant être différents.

Dans tous les cas, il ne s'agit pas de ruptures technologiques : tous les éléments constitutifs de la filière sont d'ores et déjà disponibles, même si chacune de ces « briques » est améliorable voire remplaçable par de futures variantes prometteuses. L'assemblage de ces briques et leur utilisation pour l'équilibrage du réseau électrique constitue en soi une nouveauté qui nécessite des adaptations et des optimisations, en particulier le fonctionnement intermittent.

Des améliorations sensibles des performances techniques, économiques et environnementales sont attendues de tous les développements en cours. La baisse des coûts de production sera également

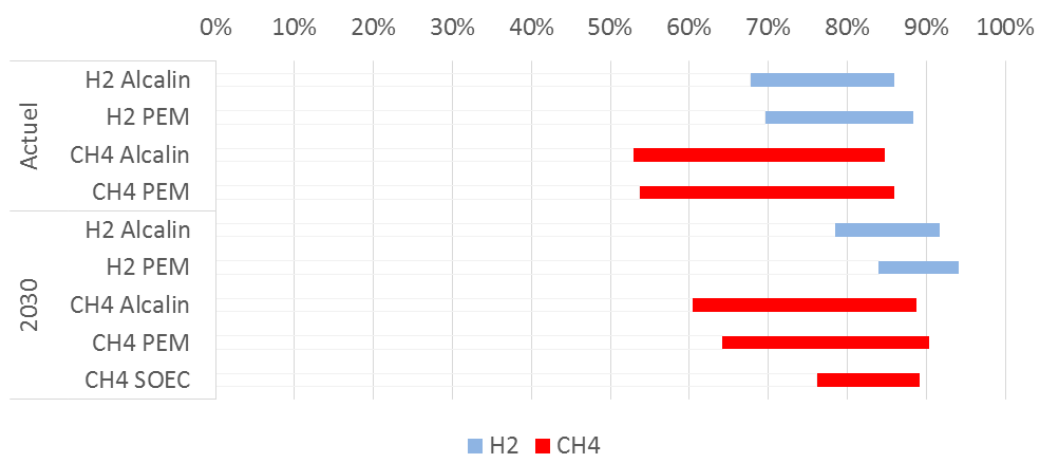
largement liée à l'augmentation en taille des équipements, mais surtout de leur production en plus grandes séries.

## 4.2. Performances

### 4.2.1. Performances énergétiques

La Figure 2 présente les performances énergétiques estimées actuellement et en 2030. Aujourd'hui les rendements de conversion électricité->gaz de synthèse sont de l'ordre de 70%<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et 55%<sub>PCS</sub> pour le méthane, mais si l'on valorise la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions, ces rendements peuvent monter jusqu'à plus de 85%. Sur le moyen-long terme ces performances hors valorisation de la chaleur pourraient être fortement améliorées avec un rendement de 80-85%<sub>PCS</sub> pour l'électrolyse et de 60 à 75% pour la production de méthane. Le plus haut rendement étant obtenu avec la synergie de l'électrolyse SOEC couplée à un réacteur de méthanation catalytique dont la production de chaleur haute température (350°C) alimente l'électrolyseur.

Figure 2 – Rendement de conversion selon filière (sur base PCS)



NB : La partie basse de la fourchette correspond uniquement à une valorisation du gaz de synthèse (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>), la partie haute prend en compte également la valorisation de la chaleur.

Source : E&E Consultant<sup>2</sup>

### 4.2.1. Performances environnementales

Les études de cycle de vie comparatives manquent sur ce sujet.

Concernant les gaz à effet de serre (GES), il n'y a pas d'émissions directes, et une étude conclut à un bilan en ACV de 25 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et une autre à 37 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>PCS</sub> pour le méthane de synthèse<sup>3</sup>.

Pour l'eau on peut estimer un prélèvement d'environ 0,45 m<sup>3</sup>/MWh<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et 0,6 à 1,1 m<sup>3</sup>/MWh<sub>PCS</sub> pour le méthane, selon la source de CO<sub>2</sub> utilisée, sachant que dans les deux cas, et surtout pour le méthane une bonne partie de l'eau de procédé peut être restituée ou recyclée après traitement.

<sup>2</sup> D'après une revue technique sourcée des différents composants, voir rapport principal (partie 2 et 3)

<sup>3</sup> Il s'agit de deux études différentes dont toutes les hypothèses ne sont pas connues, il est donc incertain de faire la comparaison. Voir détail dans l'étude.

#### 4.2.1. Performances économiques

Actuellement, la filière hydrogène, avec un coût de production aux environs de 100 €/MWh<sup>4</sup>, se situe dans la fourchette des tarifs d'achat du biométhane (entre 45 €/MWh à 125 €/MWh, selon la taille de l'installation et les produits méthanisés). Son coût reste néanmoins près de 3 fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel.

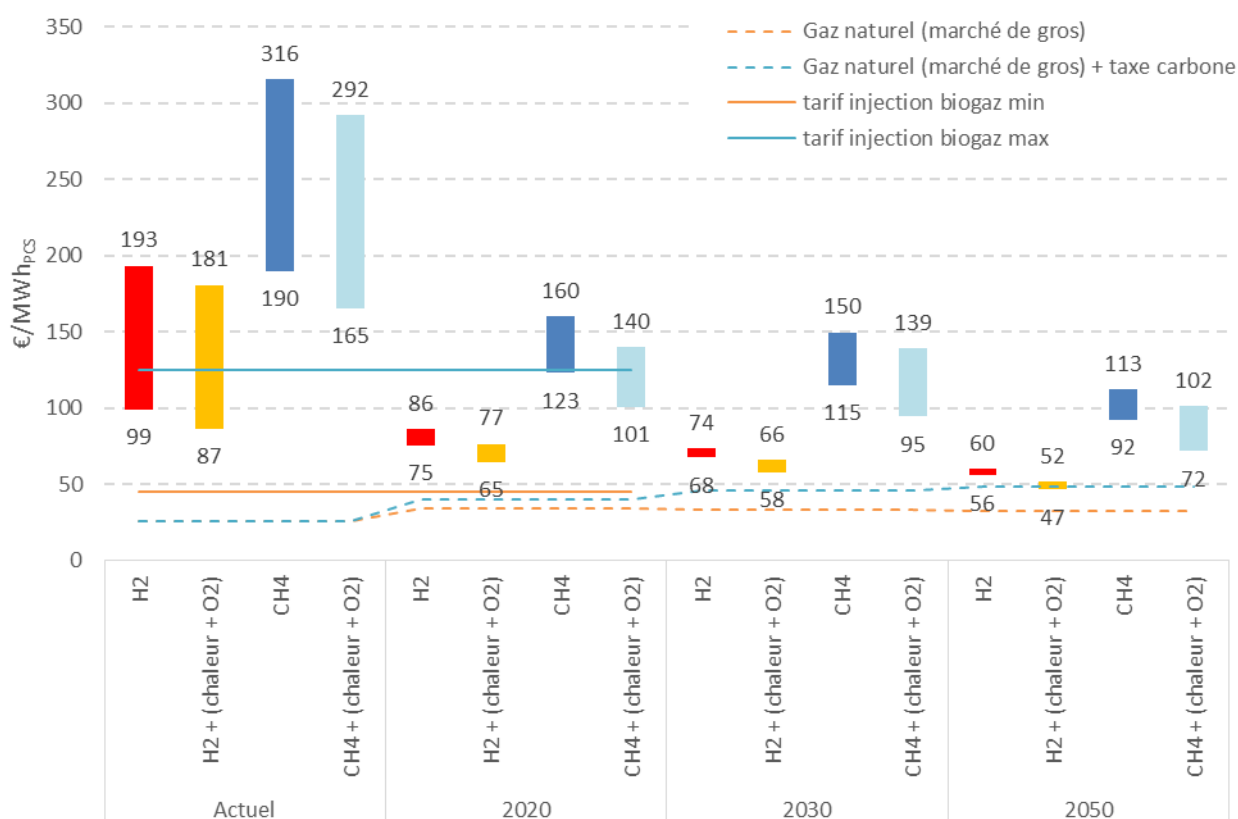
La filière méthanation a quant à elle aujourd'hui des coûts situés largement au-dessus de tout type de valorisation dans des conditions de compétitivité, mais elle pourrait être compatible dès 2020 avec les meilleurs tarifs d'achat actuels du biogaz (c'est-à-dire 125€/MWh) s'il y a valorisation des co-produits ou, dans le cas de la méthanation biologique, si la technologie confirme son coût relativement bas.

En 2030, la filière hydrogène resterait environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile selon les évolutions estimées par l'AIE (34 €/MWh<sub>PCS</sub>), et le méthane entre 2,8 et 4 fois en fonction de la technologie et de la valorisation ou non des co-produits.

En 2050, les coûts de production de la filière hydrogène serait environ 1,7 fois plus élevés que le prix de gros du gaz naturel fossile (avec toutes les incertitudes associées à cet horizon...), mais pourrait être compétitive si l'on intègre une taxe carbone de 90 €/tCO<sub>2</sub>, hypothèse retenue dans le scénario AIE 450.

La filière méthane de synthèse se situerait quant à elle dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel fossile. Dans ces conditions une taxe carbone de 220 €/tCO<sub>2</sub> serait nécessaire pour compenser l'écart du coût de production avec valorisation de co-produits, et 330 €/tCO<sub>2</sub> sans cette valorisation.

Figure 3 – Résumé des coûts de production des filières H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> et des prix de valorisation



NB : pour chacune des filières, les coûts de production sont différenciés selon valorisation ou non des co-produits.

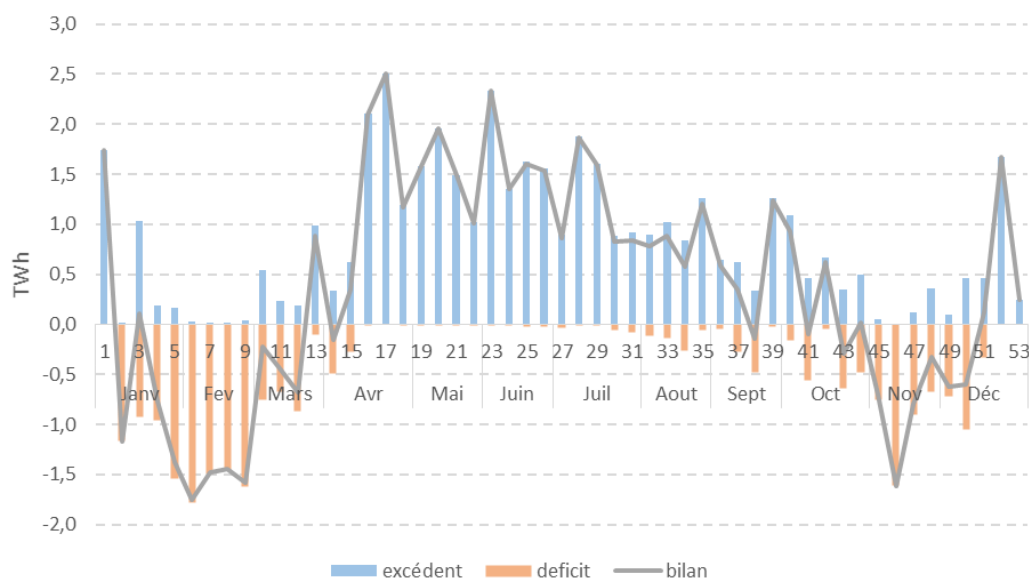
Source : E&E Consultant

<sup>4</sup> La partie haute de la fourchette présentée sur la Figure 3 correspond à l'électrolyse PEM, beaucoup plus chère actuellement que l'électrolyse alcaline.

## 5. Scénario possible de développement

Afin d'évaluer le besoin de Power-to-Gas, une modélisation simplifiée des excédents et déficits entre la demande électrique et la production d'électricité « fatale » a été réalisée, en se fondant sur les hypothèses du scénario vision ADEME pour le scénario de référence et sur négaWatt 2011 pour le scénario haut.

Figure 4 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario référence



### Principales hypothèses :

- Demande horaire
- Profils ENRe variables basées sur météo 2012
- Nucléaire : mini technique / disponibilité saisonnière / contrainte variation de charge +/-5%/h
- Part du mini technique des autres ENR
- Pas d'échanges d'électricité aux interconnexions
- STEP pris en compte (5,4 Gwe de pompage, 100 GWh – réservoir bas)
- Les contraintes locales liées au réseau ne sont pas prises en compte

Source : E&E Consultant

Sur ces bases, les excédents résiduels<sup>5</sup> sont de 15 TWh en 2030 et de 44 à 91 TWh en 2050 selon les variantes. Si l'on retire les surplus dont l'équilibrage peut être fait sur la semaine, il reste respectivement 13 et 34 à 67 TWh. Ces excédents ne peuvent être valorisés par aucun système de stockage d'électricité et doivent donc être convertis sous peine d'être perdus.

Une valorisation sous forme de chaleur (Power-to-Heat ou PtH) est possible mais limitée : les périodes de forts excédents coïncident majoritairement avec la période estivale moins consommatrice de chaleur et les capacités de stockage saisonnier resteront limitées. Une valorisation sous forme de gaz de synthèse garde le plus grand potentiel, avec notamment les avantages de flexibilité grâce à des capacités très importantes de stockage et celui de la substitution au pétrole dans les transports difficiles à décarboner.

En considérant cette fourchette d'excédents et en prenant en compte des contraintes technico-économiques, on aboutit à un scénario possible de développement de 1 200 à 1 400 MWe de capacité de Power-to-Gas installée en 2030, pouvant valoriser entre 2,5 et 3 TWh d'électricité et produire entre 1,8 et 2 TWh de gaz de synthèse.

En 2050, la capacité installée pourrait atteindre de 7 700 à 24 000 MWe, avec une valorisation de 21 à 72 TWh d'électricité (6 à 24% de la consommation nationale d'électricité) et une production de 14 à 46 TWh<sub>PCS</sub> de gaz de synthèse. La filière hydrogène représentant entre 5 et 10% de la capacité installée, le reste étant réalisée par la filière méthanation. L'étude montre que les besoins de CO<sub>2</sub> pourraient être entièrement satisfaits par des sources de CO<sub>2</sub> renouvelables (méthanisation et gazéification de biomasse).

<sup>5</sup> Les excédents résiduels sont les excédents bruts moins ceux valorisés par les STEP.



Par la même occasion, ces installations de Power-to-Gas pourraient également permettre de co-produire en 2050 entre 5 et 18 TWh de chaleur et entre 3 400 et 11 700 kt d'oxygène<sup>6</sup>.

## **6. Un cadre législatif et économique à construire**

---

### **6.1. Quelle répartition entre secteur marchand et secteur régulé ?**

Sans en faire un préalable absolu à son développement, la question du positionnement du Power-to-Gas dans le système énergétique dans son ensemble sera sans nul doute un élément déterminant de la contribution qu'il sera en mesure d'apporter à la transition énergétique.

Deux visions différentes induisent des solutions techniques adaptées et des modèles économiques qui découleront des choix qui seront faits :

- la première consiste à considérer que le Power-to-Gas n'est qu'un nouveau moyen de produire de l'hydrogène ou du méthane et qu'il doit s'intégrer à ces marchés selon les modalités existantes et en suivant les règles habituelles de la concurrence ;
- la seconde considère prioritairement le caractère systémique du Power-to-Gas vis-à-vis du modèle énergétique dans son ensemble, auquel il apporte une solution d'équilibrage qui le désigne comme un élément faisant intrinsèquement partie du secteur régulé (au même titre que le réseau par exemple).

Même si une hybridation entre ces deux visions est possible, un cadre législatif, réglementaire et fiscal devra être établi en temps utile sur la base de choix dûment éclairés notamment par des critères d'efficacité économique mais aussi de capacité à garantir dans la durée une réponse adaptée à la fois aux contraintes techniques d'équilibrage des réseaux et aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

### **6.2. Le besoin de définir un modèle économique stable**

En revanche, le besoin de visibilité et de stabilité du modèle économique dans lequel les opérateurs pourront inscrire leur activité future est une condition préalable pour l'industrie si l'on veut qu'elle engage concrètement les efforts nécessaires de R&D puis de démonstration des solutions techniques qui devront ensuite être industrialisées de façon à pouvoir être au rendez-vous des échéances de déploiement massif.

En particulier, il sera nécessaire de connaître les perspectives d'évolution de l'organisation du marché de l'électricité qui montre aujourd'hui des limites conjoncturelles avec la fermeture des moyens de production les plus modernes et les moins émetteurs de GES.

Ceci dépendra également en partie du devenir des mécanismes de soutien au développement de l'électricité renouvelable, et de l'évolution des instruments de régulation des émissions de GES, notamment le marché ETS et le devenir de la taxe carbone.

### **6.3. Commencer rapidement à adapter le cadre réglementaire**

Bien que les perspectives de déploiement à grande échelle du Power-to-Gas en France se situent à un horizon de 10 ans (pour l'hydrogène) à 15 ans (pour le méthane), certains aspects de la réglementation actuelle constituent des freins au développement de projets de démonstration<sup>7</sup> qui sont indispensables pour acquérir rapidement du retour d'expérience et pouvoir orienter les travaux de développement de manière pertinente. Il serait à cet égard judicieux d'ouvrir ou d'accélérer certaines réflexions ou certains travaux déjà

---

<sup>6</sup> En 2011 la production française d'oxygène est estimée à 4 700 kt selon EUROSTAT

<sup>7</sup> Projets qui émergent aujourd'hui au Danemark ou en Allemagne

engagés autour de l'évolution du cadre réglementaire de certaines briques du Power-to-Gas – on pense notamment à l'encadrement peu adapté de la production et du stockage d'hydrogène, conçu avant tout pour les usages industriels de ce gaz.

#### **6.4. La nécessaire collaboration entre électriciens et gaziers**

Le Power-to-Gas interagit nécessairement de manière transverse entre les infrastructures et les marchés électriques et gaziers. Il est donc mal adapté à la structure actuelle du secteur français de l'énergie hérité d'une longue histoire et encore marqué par des cloisonnements entre électricité et gaz dans l'organisation des acteurs et par des visions concurrentes dans l'imaginaire collectif des décideurs politiques et de la population qui constituent potentiellement autant de freins à son avènement.

Par contraste, l'exemple danois d'un gestionnaire unique des réseaux de transport d'électricité et de gaz (Energinet.dk) est frappant. La concurrence souvent stérile entre ces deux vecteurs n'a pas cours dans ce pays où elle est remplacée par l'évidence de leur complémentarité (ainsi d'ailleurs qu'avec les réseaux de chaleur qui alimentent plus de la moitié des bâtiments). De ce fait, l'émergence du Power-to-Gas s'inscrit sinon dans une culture technique totalement commune entre électriciens et gaziers, du moins dans une pratique permanente du dialogue et une culture de la coopération qui forment le socle indispensable de toute solution techniquement et économiquement optimisée.

La question d'un rapprochement entre les entreprises gestionnaires des réseaux de transport électriques et gaziers français n'est pas l'objet de cette étude, mais la collaboration entre eux, ainsi d'ailleurs qu'entre GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) à des échelles géographiques pertinentes de l'ordre la région, devrait être renforcée et mise à l'ordre du jour des réflexions et des travaux actuels et futurs autour de la transition énergétique

## **7. Recommandations**

---

Schématiquement, le déploiement du Power to Gas peut se résumer dans trois phases-clés.

A court / moyen terme, l'hydrogène se présente, en incorporation dans le réseau de gaz dans des proportions maîtrisées (quelques %) et en usage direct sur des marchés de niche (*via* des piles à combustible notamment), comme une voie de valorisation d'excédents de productions d'électricité renouvelable conséquents.

A plus long terme, une transition vers la production de méthane de synthèse permettrait de lever toutes les limites techniques liées à l'injection et de donner ainsi accès aux stockages souterrains de très grande capacité. En permettant par ailleurs de valoriser le CO<sub>2</sub> issu entre autre de la purification du biogaz obtenu par méthanisation, la méthanation peut également apporter une contribution significative au déploiement massif du gaz renouvelable vers des usages tels que la mobilité ou la chaleur qui apparaissent difficiles à décarboner.

En parallèle de ces développements dans le domaine énergétique, et dès à présent, des potentialités de substitution existent dans les usages industriels de l'hydrogène qui représentent environ 1 million de tonnes par an. En particulier, des usages diffus, de faibles volumes (industrie agro-alimentaire, électronique, etc.) pourraient d'ores et déjà être alimentés par de l'hydrogène produit par électrolyse. Ces potentiels de substitution représentent un enjeu technique et économique pour le Power-to-Gas en développant certaines briques, mais également des enjeux en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (la production d'hydrogène, essentiellement par vapo-reformage du gaz naturel, génère en France de l'ordre de 10 MtCO<sub>2</sub>/an).

Ces étapes ne sont pas tant des paliers techniques, dont le passage de l'un à l'autre nécessiterait l'achèvement complet du premier, mais une manière de présenter un développement de plus en plus intégré et systémique du PtG. En pratique, les usages décrits ci-dessus seront amenés à se côtoyer et à se développer au moins pour partie en parallèle.

À l'appui de cette vision, les recommandations ci-dessous s'adressent aux pouvoirs publics et aux acteurs industriels et économiques en tenant compte des enseignements évoqués précédemment et en s'inscrivant dans la volonté de créer une dynamique permettant *a minima* l'expérimentation et la caractérisation technique et économique des solutions de Power-to-gas dans le système français,

- **R&D (court terme – 5 ans)**

- Mener une analyse comparative complète en ACV (ressources, bilan GES, infrastructures, usage des sols, ...) des alternatives aux produits pétroliers dans les transports automobiles : biocarburants de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération, biométhane, H<sub>2</sub>, GNV, véhicule électrique et/ou hybride, Power-to-Liquid<sup>8</sup>,
- Développer des démonstrateurs en grandeur réelle intégrant la dimension de service au système électrique en coordination avec les GRT et GRD gaz et électricité
- Lancer un programme de R&D à moyen – long terme (en coordination avec l'Allemagne et d'autres pays avancés sur le sujet) intégrant les dimensions techniques mais aussi les dimensions économiques et financières à des échelles micro-économiques détaillées (modèles d'affaires)

- **Organisation de la filière – démarche collective (moyen terme – 5-10 ans)**

- Mise en place d'un Groupe de Travail multi-acteurs, similaire à celui œuvrant sur l'injection de biométhane depuis 2008 (sous pilotage DGEC) ou 2009 (co-pilotage Ademe-GrDF) pour proposer le cadre réglementaire, économique et technique
- Définir des objectifs de développement (roadmap)
- 

- **Information sensibilisation (moyen terme – 5-10 ans)**

- Information des décideurs économiques et du public par des sources neutres et indépendantes (pas seulement l'industrie)
- Programme de formation professionnelle

- **Cadre réglementaire (à moyen terme – 10 ans)**

- Établir les conditions de la reconnaissance du caractère renouvelable et décarboné du Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) dans les textes législatifs, réglementaires et fiscaux en UE et en France
- Faire évoluer la réglementation (production, stockage et utilisation H<sub>2</sub>, injection CH<sub>4</sub>, ...) en fonction des résultats des études d'évaluation des risques réels en tenant compte du contexte (usages industriels ou grand public)
- Harmoniser et adapter les réglementations, codes et normes au niveau européen

- **Exemples de mécanismes de soutien (moyen terme - 10-15 ans)**

- **Fiscalité environnementale - carbone sur les énergies fossiles (dès à présent)**
- Exonération du Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) de toute taxation (combustible ou carburant) en différenciant l'origine du CO<sub>2</sub> selon le bilan GES
- Application d'un super-bonus écologique aux véhicules H<sub>2</sub> et GNV approvisionnés en P-to-G
- Tout en donnant la priorité à l'injection dans le réseau, rendre possible l'exploitation des niches de marché de l'H<sub>2</sub> hors réseau dans l'industrie (raffineries, production d'ammoniac, ...) et les transports (stations H<sub>2</sub>, Power-to-Liquid)

...

---

<sup>8</sup> Production de carburant de synthèse liquide à partir d'électricité, comme par exemple le méthanol.