

## **Monographie n°7 sur le couplage des systèmes électrique et gazier**

**Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie**

Mai 2018



## Synthèse

Les liens entre les systèmes électriques et gaziers sont déjà importants et ont été historiquement développés par la production d'électricité à partir de gaz naturel (*Gas-to-Power* »). La part du gaz naturel dans la production d'électricité en Europe est en effet aujourd'hui de ~20% (soit 813 TWh) en 2016.

L'objectif central des politiques énergétiques en Europe et dans le monde est désormais la lutte contre le réchauffement climatique et la baisse des émissions de gaz à effet de serre. Cet objectif nécessite de penser globalement les politiques énergétiques, ce qui va accentuer ce couplage des systèmes électriques et gaziers. Les tendances qui semblent aujourd'hui se dessiner sont les suivantes :

### 1. Un rôle accru du gaz naturel à moyen terme dans le développement de systèmes électriques plus décarbonés et plus renouvelables (« *Gas-to-Power* »)

Malgré les difficultés économiques rencontrées ces dernières années par les opérateurs de CCG<sup>1</sup>, en Europe en particulier<sup>2</sup>, un renforcement du rôle du gaz est anticipé à moyen terme, le « *Gas-to-Power* » possédant des atouts importants (flexibilité, émissions de GES moindre que celles des centrales charbon) dans la participation à des systèmes électriques plus décarbonés et plus renouvelables. A l'échelle européenne, l'ENTSOG anticipe une augmentation de 25%<sup>3</sup> à 82%<sup>4</sup> des consommations de gaz naturel pour la production d'électricité entre 2020 et 2030. A l'échelle mondiale, dans son scénario *New Policies*, l'AIE anticipe à horizon 2040 une augmentation de 56% de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de 70% des capacités installées, la part du gaz naturel (23% - *identique à aujourd'hui*) devenant proche de celle du charbon (26% vs. 37% aujourd'hui).

Au sein de la filière « *Gas-to-Power* », la cogénération gaz naturel qui, utilisée notamment dans le cadre des réseaux de chaleur, constitue même un couplage de trois réseaux (électrique, gaz naturel et chaleur), devrait également continuer à croître. Une hausse de 30% des capacités installées en cogénération est prévue au niveau mondial entre 2015 et 2025, soit environ +200 GW toutes énergies confondues, et le gaz devrait être la source d'énergie majoritaire dans les nouvelles installations. Cette croissance sera portée par la zone Asie-Pacifique et en particulier la Chine, où des réseaux de chaleur encore largement alimentés au charbon laisseront la place à la cogénération au gaz : au moins 15 GW en tri-génération au gaz naturel doivent être ajoutés entre 2015 et 2020 selon le 13<sup>ème</sup> plan quinquennal, qui renforce par ailleurs la cogénération au gaz.

Au-delà de la cogénération, le couplage des différents systèmes énergétiques passe également par une meilleure coordination des différents réseaux à l'échelle locale par les autorités organisatrices de la distribution.

---

<sup>1</sup> Cycle Combiné Gaz Naturel

<sup>2</sup> Rentabilité des actifs difficile causée par plusieurs éléments mais en particulier : une évolution de la demande plus faible qu'anticipée couplée à un développement important des ENR (le tout menant à une situation de surcapacité) & une forte concurrence du charbon (liée à la chute des prix de cette commodité couplée à un prix du CO2 restant faible)

<sup>3</sup> Scénario *Distributed Generation 2030*

<sup>4</sup> Scénario *Sustainable Transition 2030*

## **2. L'émergence du « Power-to-Gas », encore au stade de démonstration, mais constituant une solution possible à l'intégration massive d'ENR dans le système électrique, voire une solution de décarbonation des systèmes énergétiques dans leur ensemble**

Au-delà du « Gas-to-Power », le développement de la production ENR intermittente (et la mise en œuvre, à plus long terme, de systèmes électriques fondés majoritairement sur ce type de production) fait aujourd'hui émerger l'intérêt pour les technologies de « Power-to-Gas » (P2G). Le « Power-to-Gas » désigne le processus production de gaz à partir d'électricité, sous forme d'hydrogène (H<sub>2</sub>) en premier lieu par électrolyse de l'eau, puis éventuellement de gaz naturel par méthanation de l'H<sub>2</sub>. Ce gaz (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>) peut ensuite être utilisé pour tous les usages du gaz, y compris la production d'électricité.

### ***Le « Power-to-Gas » (P2G) pour l'optimisation des systèmes électriques***

Le P2G est vu par certains acteurs comme une solution pertinente pour la gestion de l'intermittence des ENR électriques et plus généralement l'optimisation de systèmes énergétiques fortement décarbonés. L'intérêt principal de la solution P2G (en particulier avec injection réseau) réside dans sa capacité à utiliser les surplus de production des ENR électriques de longue durée (un ou plusieurs jours consécutifs), difficilement gérables par les solutions alternatives (batteries, barrages hydro-électriques ou autres systèmes de stockages internes au système électrique, échanges aux frontières). Cette technologie permettrait en effet de valoriser les surplus de production ENR du système électrique en utilisant le vecteur gaz et notamment les capacités de stockage inter-saisonnier du système gazier (135 TWh en France (1581 TWh à l'échelle de l'Europe) soit plus de 1000 fois les ~80 GWh existants sur le système électrique français).

Les études montrent néanmoins que de tels surplus devraient rester peu fréquents sur le système électrique européen, et français en particulier, d'ici à 2030 (moins de 500 h/an en France représentant des volumes de quelques TWh), même dans des scénarios ambitieux de croissance des ENR électriques. Le faible niveau de surplus ENR électriques ainsi que des performances technico-économiques encore trop faibles (coûts et performances des électrolyseurs, contraintes d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, coûts et performances des procédés de méthanation) ne permettent pas d'envisager à cette échéance des projets P2G rentables hors subvention – *les coûts estimés de production d'H<sub>2</sub> à cet horizon de temps pour ce type de projet sont de l'ordre de grandeur de ~200€/MWh*. La filière P2G en est donc encore au stade de développement de démonstrateurs.

En revanche, à plus long terme (horizon 2050) et en particulier dans un scénario de systèmes électriques très fortement ENR (>80%), plusieurs études tendent à démontrer que le P2G constituerait une solution technico-économique pertinente pour optimiser la décarbonation des systèmes énergétiques, sous conditions d'amélioration des performances techniques et économiques des principales technologies (les électrolyseurs notamment).

### ***Le P2G pour la décarbonation des systèmes énergétiques***

Le P2G (avec utilisation de l'hydrogène) peut être considéré comme un vecteur énergétique en soi qui pourrait être développé massivement pour décarboner l'économie et en particulier les réseaux de gaz existants (production en masse d'H<sub>2</sub> - voire CH<sub>4</sub> avec méthanation - à partir d'électricité décarbonée).

Ce rôle du « P2G » pourrait voir le jour à travers la production locale massive par électrolyse (à partir d'électricité renouvelable) d'un hydrogène décarboné injecté dans le réseau de gaz naturel (dans des proportions techniquement acceptables) ou utilisé pour d'autres usages (industriels, mobilité) – *projet ambitionné par la société H2VProduct en France par exemple*<sup>5</sup>. D'autres projets de production massive d'hydrogène existent par ailleurs aujourd'hui mais relèvent plus de l'économie de l'hydrogène que du couplage entre les systèmes électriques et gaziers d'un même pays (ex : projets d'importation d'H2 renouvelable étudiés aujourd'hui par Engie mais également au Japon<sup>6</sup>).

\* \* \*

Quel que soit l'usage principal du P2G (optimisation du système électrique ou décarbonation du système énergétique), le schéma de développement, diffus ou plutôt centralisé, reste incertain. Aujourd'hui, la complexité technique de l'injection directe d'H2 sur les réseaux de distribution et les économies d'échelle recherchées sur la fabrication des électrolyseurs tendent à privilégier un modèle de développement plutôt « centralisé » à l'avenir. Néanmoins, un développement privilégiant les synergies d'usages (couplage de la production d'H2 pour la mobilité, l'industrie et l'injection réseau) ou de ressources (utilisation du CO2 liée à la production de biogaz, pour la méthanation de l'H2) pourrait aboutir à du P2G plus décentralisé. Le modèle de développement futur reste donc encore incertain.

---

<sup>5</sup> <http://h2vproduct.net/fr/h2v-product-accueil/>

<sup>6</sup> Kawasaki Heavy Industries développe actuellement un pilote de vraquier d'hydrogène permettant une telle logistique, avec pour objectif une mise en service en 2020 ; L'entreprise d'ingénierie Chiyoda Corporation développe également une technologie de transport d'hydrogène à grande échelle (« SPERA Hydrogen »)

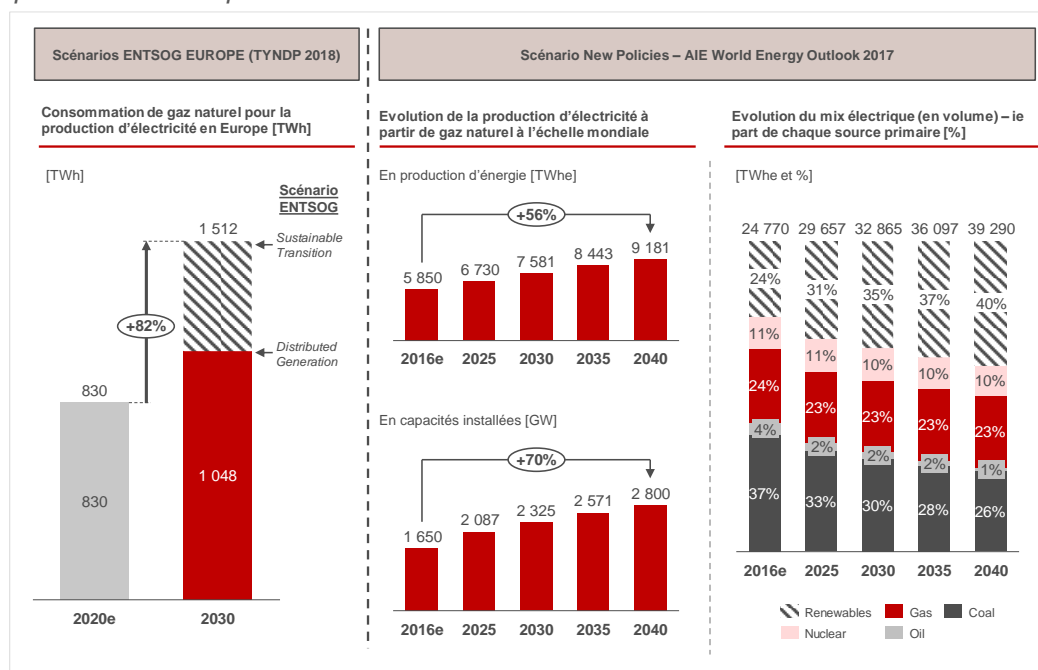
<b>SYNTHESE .....</b>	<b>2</b>
<b>I. L'ANTICIPATION D'UN ROLE ACCRU DU « GAS-TO-POWER » DANS L'EMERGENCE DE SYSTEMES ELECTRIQUES PLUS DECARBONES ET PLUS RENOUVELABLES.....</b>	<b>6</b>
<b>II. L'EMERGENCE DU « POWER-TO-GAS », ENCORE AUJOURD'HUI AU STADE DE DEMONSTRATION, MAIS VU PAR CERTAINS ACTEURS COMME UNE SOLUTION A L'INTEGRATION MASSIVE D'ENR SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE, VOIRE UNE SOLUTION DE DECARBONATION DU SYSTEME GAZIER.....</b>	<b>8</b>
1) LE « POWER-TO-GAS » : PRINCIPE, INTERET(S) ET ORDRES DE GRANDEURS TECHNICO-ECONOMIQUES .....	8
2) DE NOMBREUX PROJETS PILOTES EN EUROPE, ENCORE AU STADE DE DEMONSTRATEURS.....	14
3) UNE SOLUTION VUE COMME PERTINENTE A LONG TERME POUR L'OPTIMISATION DE SYSTEMES ENERGETIQUES TRES FORTEMENT RENOUVELABLES .....	18
<b>III. ANNEXES.....</b>	<b>23</b>
1) GLOSSAIRE .....	23
2) LISTE DES FIGURES.....	23
3) BIBLIOGRAPHIE .....	24

## I. L'anticipation d'un rôle accru du « *Gas-to-Power* » dans l'émergence de systèmes électriques plus décarbonés et plus renouvelables

Les liens entre les systèmes électriques et gaziers sont déjà importants et ont été historiquement développés par la production d'électricité à partir de gaz naturel (*Gas-to-Power*)<sup>7</sup>. Le gaz naturel représente aujourd'hui en Europe environ 20% de la production d'électricité, soit 813 TWh<sup>8</sup> en 2016. Au-delà du couplage gaz et électricité, la cogénération gaz naturel, utilisée notamment dans le cadre des réseaux de chaleur, constitue même un couplage de trois formes d'énergie en réseau : électrique, gaz naturel et chaleur.

Malgré les difficultés économiques rencontrées ces dernières années par les opérateurs de CCG<sup>9</sup>, en Europe en particulier<sup>10</sup>, les acteurs économiques anticipent une amplification du rôle du gaz à moyen terme. Le « *Gas-to-Power* » possède des atouts importants pour contribuer au développement de systèmes électriques plus décarbonés et renouvelables : sa souplesse pour faire face aux besoins accrus de flexibilité dus à l'intermittence des ENR, ses émissions de gaz à effet de serre moindres que celles du charbon. A l'échelle européenne, l'ENSTOG anticipe une augmentation de 25% (*a minima*) à 82%<sup>11</sup> des consommations de gaz naturel pour la production d'électricité entre 2020 et 2030. A l'échelle mondiale, dans son scénario de référence (*New Policies*), l'AIE anticipe à horizon 2040 une augmentation de 56% de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de 70% des capacités installées de production à partir de gaz naturel, la part du gaz dans la production mondiale d'électricité (23% - *identique à aujourd'hui*) devenant alors proche de celle du charbon (26% vs. 37% aujourd'hui).

Figure 1 - Scénarios ENTSOG (Europe) et AIE (Monde) d'évolution de la part du gaz naturel dans le mix de production électrique



<sup>7</sup> Via des moteurs/turbines à combustion, cycles combinés ou cogénérations.

<sup>8</sup> Source : World Energy Outlook 2017

<sup>9</sup> Cycle Combiné Gaz Naturel

<sup>10</sup> Rentabilité des actifs difficiles en raison de plusieurs éléments et notamment : une demande plus faible qu'anticipée couplée à un développement important des ENR (le tout menant à une situation de surcapacité) & une forte concurrence du charbon

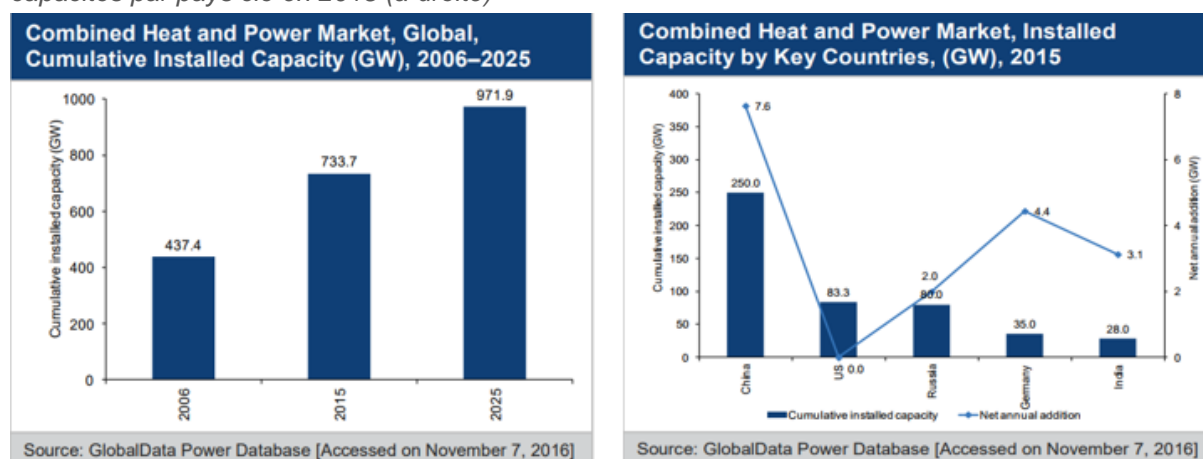
<sup>11</sup> 25% dans le scénario *Distributed Generation* 2030, 82% dans le scénario *Sustainable Transition* 2030

Au sein de la filière « Gas-to-Power », la cogénération gaz naturel qui, utilisée notamment dans le cadre des réseaux de chaleur constitue même un couplage de trois réseaux (électrique, gaz naturel et chaleur), a pris un essor important au niveau mondial au cours de la dernière décennie et devrait continuer à prendre de l'ampleur à l'échelle mondiale, à court et moyen terme.

L'Asie-Pacifique accueille aujourd'hui environ 45% de la capacité mondiale installée en cogénération, dont ~250 GW en Chine, ce qui en fait le premier marché mondial, devant les Etats-Unis, la Russie, l'Allemagne et l'Inde. Une majorité des cogénérations installées en Chine fonctionnent encore aujourd'hui au charbon, mais le développement des cogénérations au gaz y est une tendance avérée bien que relativement récente. Celles-ci ont principalement été introduites par le 12<sup>ème</sup> plan quinquennal, qui avait ordonné la construction de 1000 unités de cogénération au gaz dans le pays entre 2010 et 2015 pour l'alimentation des réseaux de chaleur, afin de faire reculer la part des chaudières au charbon, moins efficaces et plus polluantes. La cogénération et tri-génération (électricité, chaleur et froid) au gaz tient désormais un rôle important dans les objectifs de réduction de l'intensité carbone de la Chine. Le 13<sup>ème</sup> plan quinquennal prévoit l'ajout d'au moins 15 GW en tri-génération au gaz naturel<sup>12</sup> entre 2015 et 2020, parmi les 50 GW supplémentaires de production d'électricité au gaz naturel.

Une hausse d'environ +30% de la capacité mondiale en cogénération est prévue entre 2015 et 2025<sup>13</sup>, soit ~200 GW de nouvelles capacités, hausse menée également par la zone Asie-Pacifique. L'exemple de la Chine montre que le gaz naturel tiendra un rôle important dans cette croissance, porté par les impératifs de maîtrise de la pollution de l'air en zone urbaine que connaît cette zone géographique. En Europe et en Amérique du Nord, les capacités installées en cogénération devraient également croître, et dans ces zones le gaz et la biomasse seront les solutions prioritaires.

Figure 2 : Capacités installées en cogénération entre 2006 et 2025 au niveau mondial (à gauche) et capacités par pays clé en 2015 (à droite)



Cette tendance ne devrait pas être observée dans les pays comme la France où le mix électrique est déjà très décarboné, et où la cogénération gaz naturel apporte donc une valeur environnementale moindre. Le bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017 des gestionnaires de réseau envisage ainsi que la demande en gaz pour les cogénérations stagne d'ici 2025 en France, et qu'elle baisse de moitié à l'horizon 2035 par rapport à 2016.

Au-delà du développement des capacités de production en cogénération, le couplage des différents systèmes énergétiques passe également par une meilleure coordination des différents réseaux à

<sup>12</sup> J. Gosens et al., 2017, « China's next renewable energy revolution: goals and mechanisms in the 13<sup>th</sup> Five Year Plan for energy »

<sup>13</sup> Global Data, 2017, Combined Heat and Power (CHP) market – market size, segmentation, regulations and key country analysis to 2025

l'échelle locale par les autorités organisatrices de la distribution. Ce sujet sera clé en particulier pour la décarbonation de la chaleur : une articulation optimisée entre les réseaux de chaleur, de gaz et d'électricité sera nécessaire pour décarboner le secteur le plus économiquement possible.

A long terme (horizon 2050 et post 2050), le « *Gas-to-Power* » devra faire face à des défis importants et son rôle est plus incertain. Pour les besoins électriques de « base » ou « semi-base », le gaz naturel sera concurrencé par les énergies renouvelables dont la baisse des coûts est rapide. Pour les besoins de flexibilité et de pointe, le gaz sera concurrencé par d'autres alternatives émergentes comme le stockage d'électricité, notamment par batteries (décentralisées résidentielles et *utility scale*).

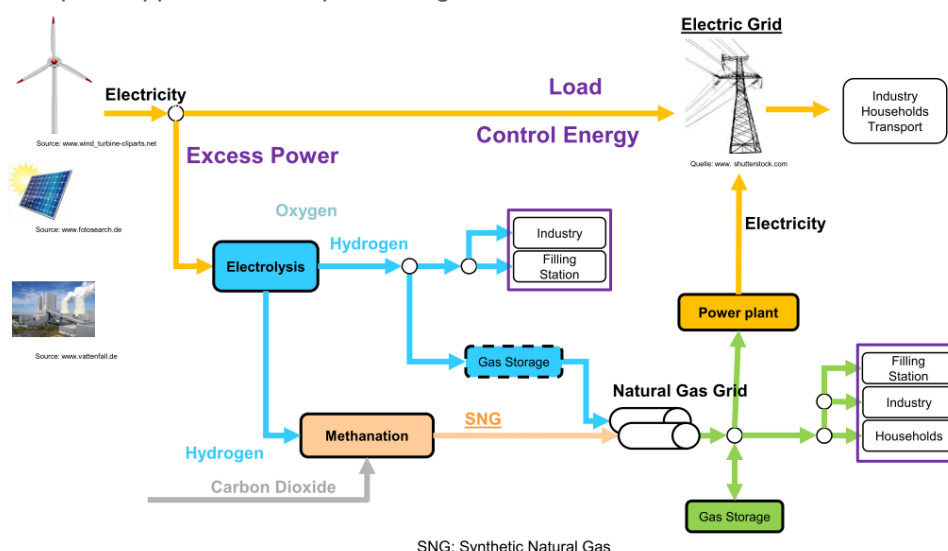
## II. L'émergence du « *Power-to-Gas* », encore aujourd'hui au stade de démonstration, mais vu par certains acteurs comme une solution à l'intégration massive d'ENR sur le système électrique, voire une solution de décarbonation du système gazier

### 1) Le « *Power-to-Gas* » : principe, intérêt(s) et ordres de grandeurs technico-économiques

#### *Principe et intérêts du « Power-to-Gas » (P2G)*

Le terme « *Power-to-Gas* » désigne le processus de production de gaz à partir d'électricité, sous forme d'hydrogène (H<sub>2</sub>) en premier lieu (via électrolyse), puis éventuellement de gaz naturel via un procédé de méthanation de l'H<sub>2</sub>. Ce gaz (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>) peut ensuite être utilisé pour tous les usages du gaz naturel, et donc éventuellement être réutilisé pour la production d'électricité.

Figure 3 : Principe et applications du "power-to-gas"<sup>14</sup>



Les perspectives de développement significatif de la production ENR intermittente (et de mise en œuvre, à plus long terme, de systèmes électriques fondés majoritairement sur ce type de production) font

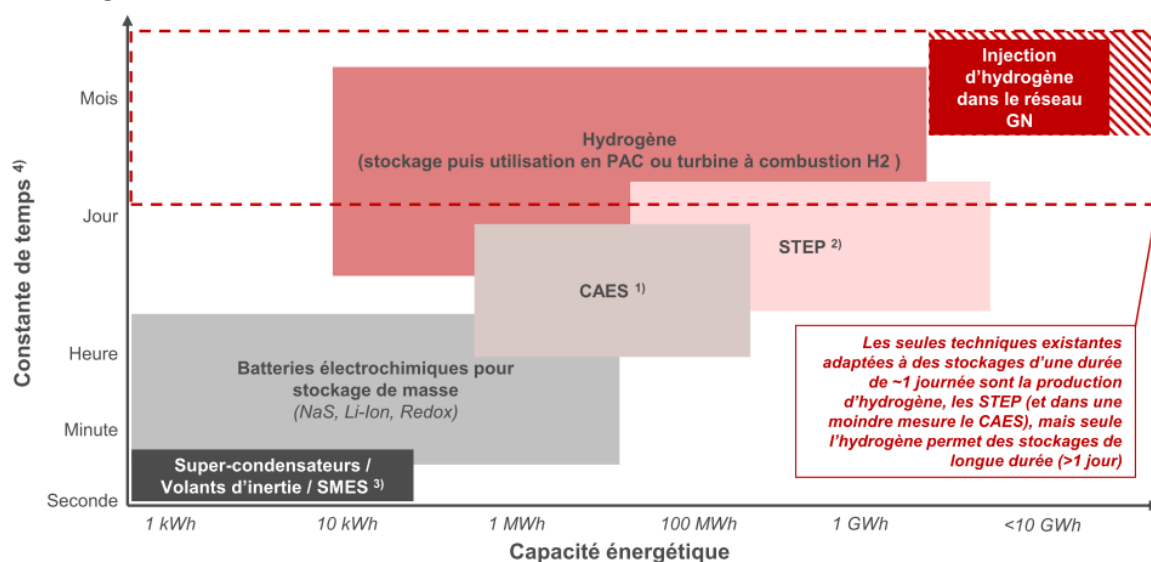
<sup>14</sup> Source : IEK-STE



aujourd'hui émerger l'intérêt pour le P2G, qui est une des solutions possibles pour stocker les surplus de production d'ENR électriques dans les systèmes électriques très fortement renouvelables.

D'un point de vue technique, l'intérêt principal de la solution « *Power-to-gas* » (en particulier avec injection réseau) réside dans sa capacité à stocker des surplus de production ENR de longue durée (un ou plusieurs jours consécutifs), difficilement gérables par les solutions alternatives (batteries, barrages hydro-électriques, STEP ou autres systèmes de stockages internes au système électrique, échanges aux frontières). Le P2G permettrait de valoriser les surplus de production ENR du système électrique en utilisant le vecteur gaz et notamment les capacités de stockage inter-saisonnier déjà existantes au sein du système gazier (135 TWh en France (1581 TWh à l'échelle de l'Europe) soit plus de 1000 fois supérieures au ~80 GWh<sup>15</sup> existants sur le système électrique français).

Figure 4 - Comparaison des capacités énergétiques et constante de temps des différentes solutions de stockage d'électricité



- 1) « *Compressed Air Energy Storage* » : Stockage d'Énergie par Air Comprimé
- 2) Station de transfert d'énergie par pompage - De l'eau est pompée dans un réservoir haut, puis turbinée pour régénérer l'électricité, sur le même principe qu'un barrage hydroélectrique
- 3) « *Superconduction magnetic energy storage* » = Stockage d'énergie par supraconducteurs - A très basse température, les matériaux supraconducteurs permettent de stocker de l'électricité dans des boucles, le courant pouvant y tourner indéfiniment puisque soumis à aucune perte.
- 4) La constante de temps d'un stockage est égale au ratio « Capacité énergétique / Puissance maximale » du stockage. Elle caractérise le temps mis par un stockage pour se vider (ou se charger) entièrement lors d'un fonctionnement à puissance maximale. Son unité est une unité de temps (le plus souvent, l'heure)
- 5) En particulier avec injection réseau

Au-delà de l'intégration des ENR électriques, le P2G peut être considéré comme une solution pour décarboner massivement les systèmes énergétiques (réseaux gaz naturel et chaleur, mobilité, consommations industrielles, ...). C'est notamment l'objet d'une étude récente de l'ADEME (« *Un mix électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?* » - Septembre 2017) qui analyse la pertinence économique d'utiliser massivement des sources ENR électriques (au-delà de la demande finale en électricité) pour produire de l'H<sub>2</sub>.

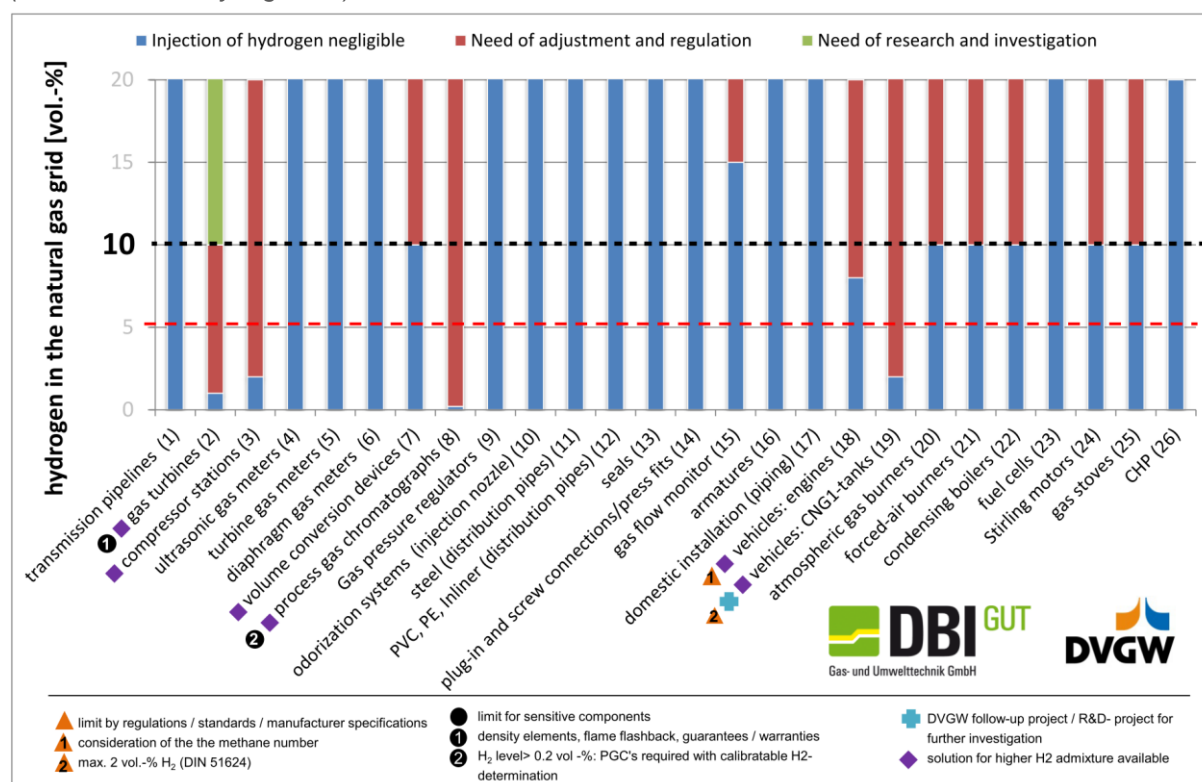
<sup>15</sup> Capacité énergétique des STEP françaises existantes : ~4,3 GW de puissance en pompage des stations de transfert d'énergie par pompage, avec des constantes de temps allant de quelques heures (La Coche, Bissorte) à au maximum une quarantaine d'heures (Montézic)

## Ordres de grandeur et contraintes techniques et économiques

### Taux admissible d'H2 dans le gaz naturel de réseau

Le P2G est une solution potentiellement pertinente à terme, en particulier dans son application avec injection et mélange d'H2 au réseau gaz naturel existant. Néanmoins, si une partie des infrastructures de gaz naturel peuvent « accepter » un taux d'hydrogène non nul, le taux d'H2 acceptable sans forte modification des équipements dépend des applications et reste aujourd'hui très limité dans la majorité des cas. Le graphique ci-dessous (figure 5) représente, par application, les limites acceptables (sans ou avec modification technique ou réglementaire) de taux d'H2 dans le gaz utilisé. Il montre qu'un taux de 20% en volume pourrait être accepté dans une majorité des cas, ce qui représente environ 6 à 7% en énergie. Toutefois certains équipements ne tolèrent, en l'état actuel des technologies et/ou des réglementations, qu'un taux marginal d'H2 de moins de 10% en volume, soit 3% en énergie, voire moins. C'est en particulier le cas des turbines à gaz, des compresseurs de gaz naturel et des moteurs de véhicules au gaz naturel.

Figure 5 - Taux d'H2 acceptable (en volume) dans le gaz utilisé, selon les applications / équipements (source : Müller-Syring et al.)



De manière générale, les facteurs impactant le taux admissible d'injection d'H2 dans les réseaux de gaz naturel sont les suivants :

Figure 6 - Facteurs impactant le taux admissible d'injection d'H<sub>2</sub> dans les réseaux

<p><b>REGLEMENTATIONS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Une réglementation européenne portant sur les <b>réservoirs des véhicules GNV</b> limitent le volume injecté d'H<sub>2</sub> à <b>2%</b> (<u>règlementation européenne UN ECE 110</u>)<sup>3)</sup>.</li> </ul> <p><b>PRESCRIPTIONS / RECOMMANDATIONS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Les <b>prescriptions « qualité de gaz » des DSO et TSO</b> des différents pays européens peuvent varier <b>de 0,1% (Royaume-Unis) à 12% (Pays-Bas)</b> en volume d'hydrogène injecté</li> <li>En <b>France</b>, le taux d'injection théoriquement <u>autorisé</u> dans les réseaux de gaz <u>par le distributeur et le transporteur</u> est de <b>6%</b><sup>2)</sup></li> <li>La réaction au sein des <b>turbines à combustion</b> induit une limite d'injection d'H<sub>2</sub> <u>recommandée</u> à <b>1%</b> en volume ; avec des modifications mineures, un taux de <b>5% à 10%</b> peut toutefois être atteint</li> <li>Les <u>recommandations</u> du GERG indiquent que les <b>moteurs à gaz</b> actuels peuvent quant à eux accepter un niveau d'injection de <b>2 à 5%</b> en volume d'H<sub>2</sub> sans adaptation particulière</li> </ul> <p><b>AUTRES CONSTATS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A priori il n'existe pas de contraintes fortes liées aux stations d'avitaillement GNV</li> <li>La <b>performance des détecteurs de gaz</b> peut être altérée par le niveau d'injection d'hydrogène</li> <li>Le <b>stockage souterrain</b> de gaz naturel ayant une part non-nulle d'hydrogène injecté entraîne des risques de développement de bactéries et de colmatage de la caverne rocheuse</li> </ul>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

1) Facteurs recensés suite aux entretiens avec les acteurs des projets pilotes ou issus des retours d'expérience de référence sur le sujet

2) Prescriptions techniques GRDF (2009) et GRTgaz (2004)

3) Il s'agit d'un seuil applicable seulement pour certains aciers (dont la résistance à la traction est supérieure à 950MPa). Une partie des véhicules GNV est équipée de ce type d'acier pour des raisons économiques (réservoir avec parois plus fines et donc moins lourd). Cette limite de 2% pour les réservoirs fait écho à la norme allemande DIN 51624 et la norme internationale ISO 11439 qui spécifient le même seuil.

Sources : Entretiens, rapport GERG (*Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems* – 2013)

Le *power to gas* avec injection d'hydrogène dans les réseaux existants de gaz naturel est donc confronté à des défis, techniques et réglementaires, pour certaines de ses applications les plus importantes :

- les compresseurs, indispensables pour injecter et soutirer le gaz dans les stockages souterrains, ainsi que les stockages souterrains eux-mêmes (alors que la valeur du « *power to gas* » réside dans le stockage de longue durée), mais également indispensables pour opérer le réseau et assurer le bon acheminement du gaz vers les points de consommation ;
- les moteurs de véhicules au GNV ;
- les turbines à gaz.

En tout état de cause, l'injection directe d'H<sub>2</sub> dans les réseaux de gaz naturel existants, sans modification importante des équipements (permettant l'opération des réseaux et l'utilisation même du gaz naturel), ne pourra répondre qu'à une faible partie (6 à 7% de la consommation de gaz naturel) des besoins énergétiques.

### Performances énergétiques

Deux technologies d'électrolyseur peuvent être utilisées à l'échelle industrielle : l'électrolyseur alcalin et l'électrolyseur PEM (« Proton Exchange Membrane »). La technologie alcaline est plus mature et présente aujourd'hui les coûts les plus bas mais également les rendements les plus faibles. Toutefois, des gains de compétitivité sont attendus d'ici 2030 sur la technologie PEM, qui a des rendements légèrement plus élevés. Par ailleurs, dans une optique de gestion des surplus ENR, la technologie PEM présente une meilleure flexibilité. Une autre technologie existe également (SOFC<sup>16</sup> ou électrolyse haute température) mais n'est pas à l'heure actuelle développée à l'échelle industrielle.

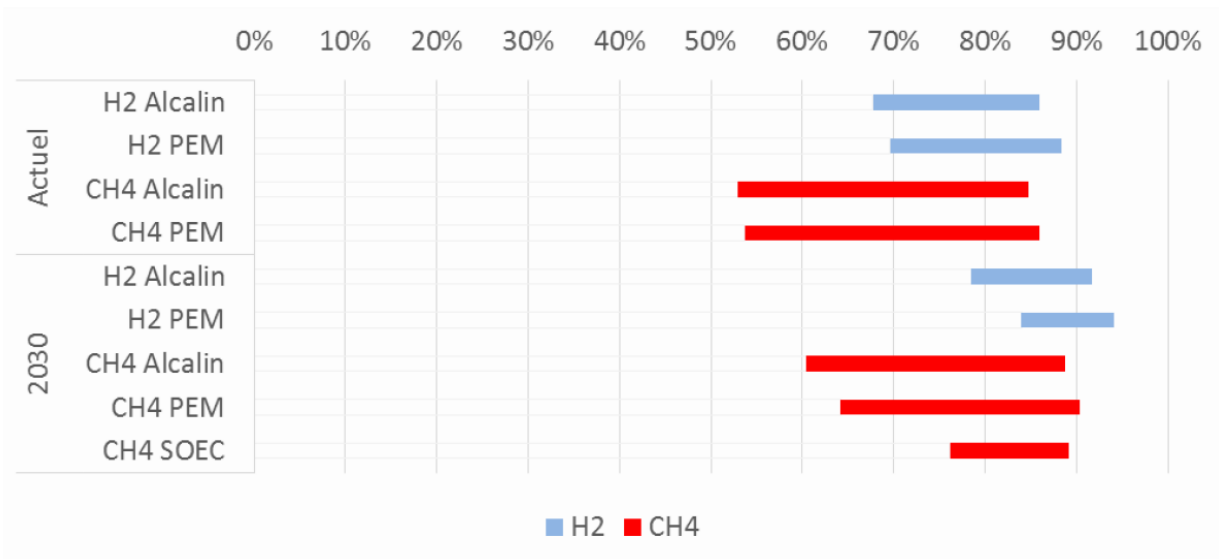
<sup>16</sup> Solid Oxide Fuel Cell

Les rendements de conversion de l'électricité au gaz sont aujourd'hui de l'ordre de 70%<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et ~55% pour le méthane (ajout d'une étape de méthanation de l'hydrogène ayant elle-même un rendement énergétique de 80% à 90%). Ces rendements sont donc globalement faibles (notamment par rapport aux rendements des batteries électrochimiques (~90%)) et expliquent en partie les coûts de production élevés de la filière P2G.

Le rendement global peut être amélioré si l'on valorise la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions (électrolyse et méthanation).

Figure 7 - Rendement de conversion selon la filière de production (sur base PCS)

Source : ADEME<sup>17</sup>



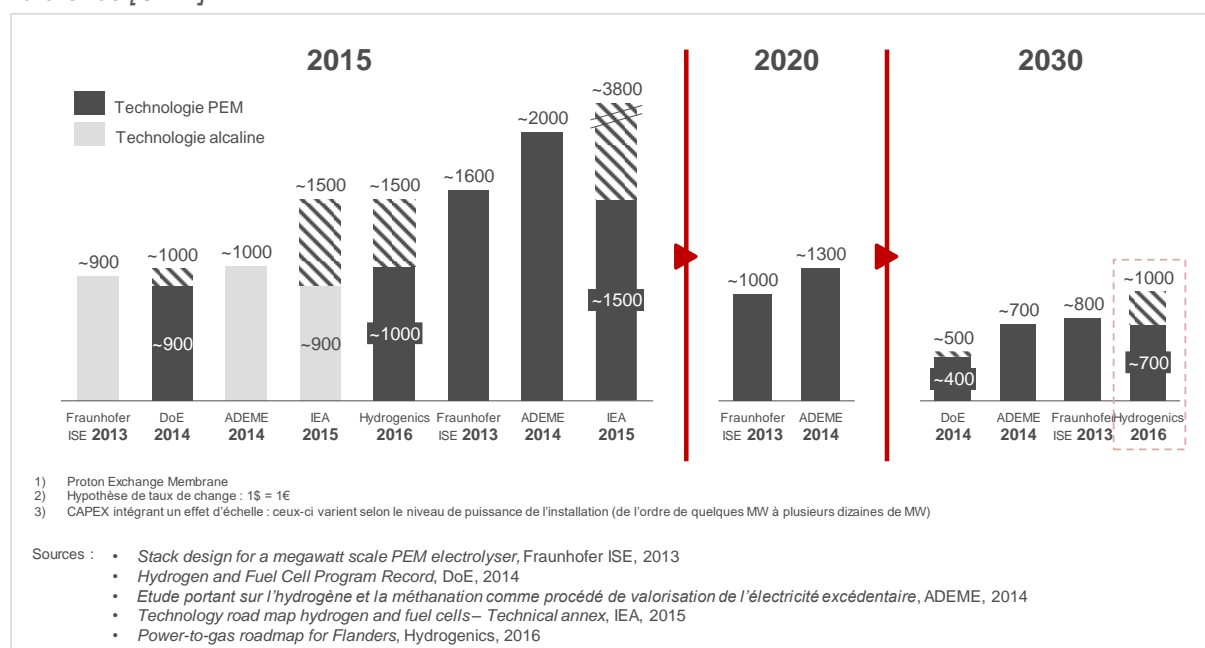
NB : La partie basse de la fourchette correspond uniquement à une valorisation du gaz de synthèse (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>), la partie haute prend en compte également la valorisation de la chaleur.

### Coût des technologies

Le coût des technologies, et en particulier les coûts d'investissements des électrolyseurs, sont encore élevés aujourd'hui (>1000 €/kW quelle que soit la technologie). Des perspectives de réduction sont néanmoins attendues (et communiquées par les principaux équipementiers). Le graphique ci-après (figure 8) illustre l'estimation de l'évolution des CAPEX des électrolyseurs dans le temps.

<sup>17</sup> ADEME 2014 – « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »

Figure 8 - Estimation des CAPEX électrolyseurs, à différents horizons de temps, selon les rapports de référence [€/kW]



Au-delà des coûts d'investissements dans les électrolyseurs, les différentes chaînes P2G possibles (injection réseau, utilisation mobilité ou industriels) nécessitent la mise en place d'autres équipements : stockage (~200 à 1000 €/kgH<sub>2</sub> (en capacité) selon le niveau de pression (200 bars à 900 bars)), compression (1000 à 5000 €/kW de puissance électrique – dépendant du delta de pression réalisable), injection, raccordement réseau, éventuellement transport (H<sub>2</sub> comprimé).

#### Ordre de grandeur des coûts actuels de production estimés de l'H<sub>2</sub> « vert »

Compte tenu de ces conditions technico-économiques, les coûts complets de production de l'H<sub>2</sub> « vert » injecté dans le réseau de gaz naturel peuvent être estimés à horizon 2030<sup>18</sup> :

- Pour une application dédiée à la gestion des surplus de production électrique et présentant donc un taux d'utilisation faible (<50%) : **entre ~130 €/MWh et ~200 €/MWh**<sup>19</sup>
- Pour une application de production d'H<sub>2</sub> en « base » et présentant donc un taux d'utilisation élevé (~90%) : **entre ~70 €/MWh et ~120 €/MWh** (c'est-à-dire du même ordre de grandeur que les tarifs d'achats actuels du biométhane)

La fourchette basse de coûts complets présentée ici est fondée sur :

- des hypothèses basses de coûts (les plus optimistes indiquées par les acteurs)
- une hypothèse de valorisation des co-produits (chaleur et O<sub>2</sub>)
- une hypothèse de valorisation de la flexibilité des électrolyseurs sur les services systèmes (marchés d'équilibrage court terme du réseau électrique)

Ces estimations ne prennent pas en compte d'éventuelles limites d'injection dans le réseau de gaz naturel pouvant venir dégrader la rentabilité des projets. Par ailleurs, à l'horizon 2030, la production d'H<sub>2</sub> en base à partir d'ENR électriques ne semble pas envisageable de façon réaliste.

<sup>18</sup> Analyses E-CUBE Strategy Consultants

<sup>19</sup> Avec une hypothèse de 2000 h/an d'utilisation à P<sub>nominale</sub> de l'électrolyseur

## 2) De nombreux projets pilotes en Europe, encore au stade de démonstrateurs

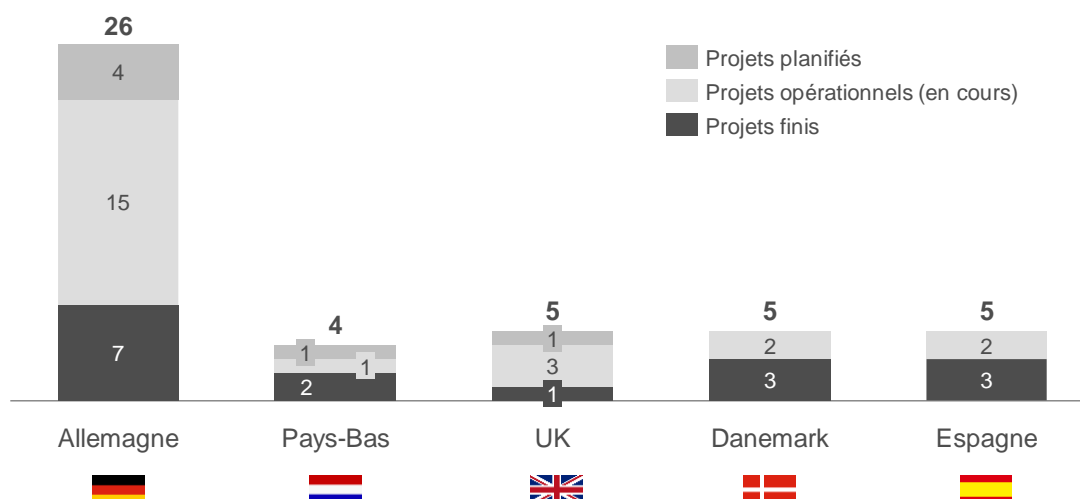
La France a récemment lancé deux projets pilotes de « *power-to-gas* » avec injection réseau :

- Le projet **GRYHD** (2014 -2018) visant à réaliser une injection d'H2 dans une maille du réseau de distribution (desservant un nouveau quartier et une station GNV) à hauteur de 20% en volume et à analyser son impact sur l'infrastructure réseau, les logements et le transport - **électrolyseur de puissance inférieure à 1 MWe**
- Le projet **Jupiter 1000** (démarrage fin 2017) visant à expérimenter l'injection d'H2 dans le réseau de transport - **électrolyseur de puissance 1 MWe**

Si ces projets français sont relativement récents, l'expérimentation de projets « *power-to-gas* » avec des objectifs proches a déjà été initiée depuis quelques années chez nos voisins européens. Depuis ~10 ans, une quarantaine de projets pilotes ont été réalisés ou sont en cours de réalisation dans les principaux pays européens voisins et en particulier en Allemagne (cf figure 8).

Figure 9 - Projets "Power-to-Gas"<sup>20</sup> recensés dans les principaux pays européens voisins de la France – par stade d'avancement [Fin 2016]

### PROJETS « POWER-TO-GAS »<sup>1)</sup> RECENSES DANS LES PRINCIPAUX PAYS EUROPEENS VOISINS - [FIN 2016]



1) Tout types d'usages confondus (injection réseau, production d'électricité, mobilité, industrie), incluant les projets de méthanation de l'hydrogène

Sources : The European Power to Gas Platform, "Screening of power to gas projects" - Vesa Vartiainen (2016), communication officielle des projets / acteurs des projets

Malgré sa relative avance et la structuration de ses acteurs, le développement du P2G en Allemagne et de manière générale l'investissement dans la filière hydrogène restent encore limités par rapport à d'autres filières énergétiques comme le stockage électro-chimique (batteries) ou la mobilité électrique<sup>21</sup>.

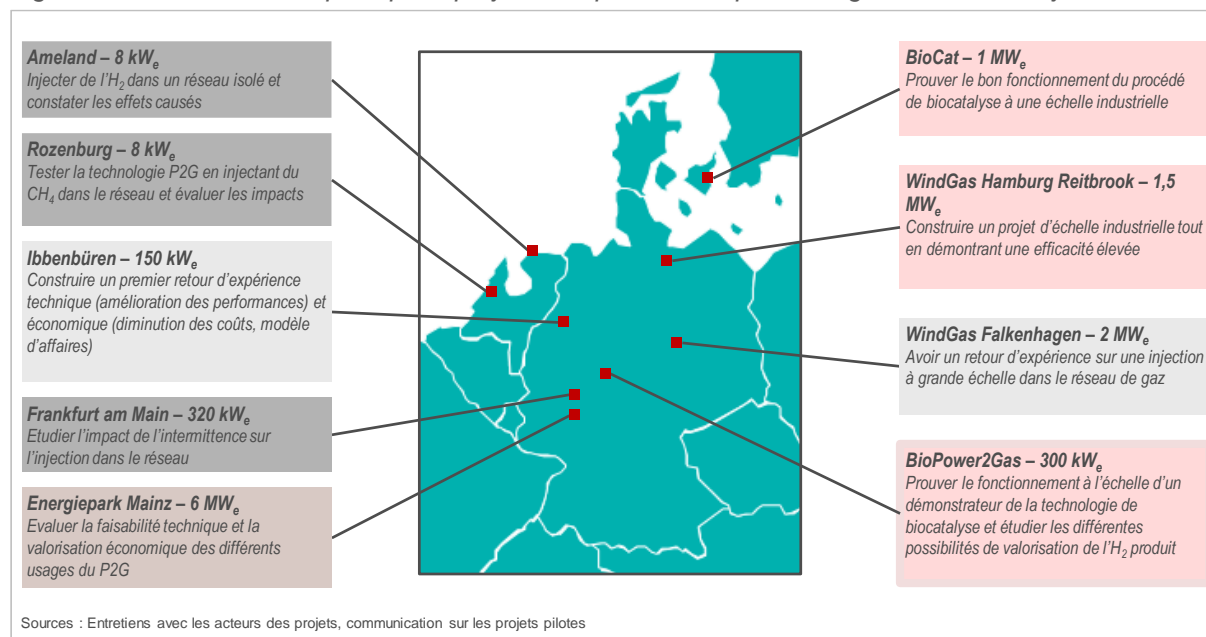
<sup>20</sup> Tous types d'usages confondus (injection réseau, production d'électricité, mobilité, industrie), incluant les projets de méthanation de l'hydrogène

<sup>21</sup> Investissements cumulés en Allemagne depuis ~10 ans par l'ensemble des acteurs économiques estimés à : quelques dizaines de millions sur le P2G, quelques milliards (~2) sur la filière hydrogène, principalement mobilité H2 – financement NIP (National Innovation Program), CEP (Clean Energy Partnership), H2mobility), quelques dizaines de milliards sur les filières du stockage électrique (batteries principalement) et de l'électromobilité.

En Allemagne et *a fortiori* dans les autres pays européens, le développement du P2G reste à un stade de « démonstration » (bien que certaines tentatives de valorisation commerciale du gaz vert produit existent). Ainsi, si les objectifs principaux des différents projets diffèrent, ils tournent le plus souvent autour des éléments suivants (cf figure 9) :

- démonstration de la viabilité d'une technologie à une échelle industrielle (ie hors laboratoire) [pour les technologies de méthanation, la compression d'H<sub>2</sub>, les électrolyseurs PEM] ;
- capitalisation de connaissances et retour d'expérience ;
- test d'injection réseau pour analyse des impacts (équipements / réseau) ;
- comparaison technologique et économique des différentes chaînes de valorisation de l'H<sub>2</sub>.

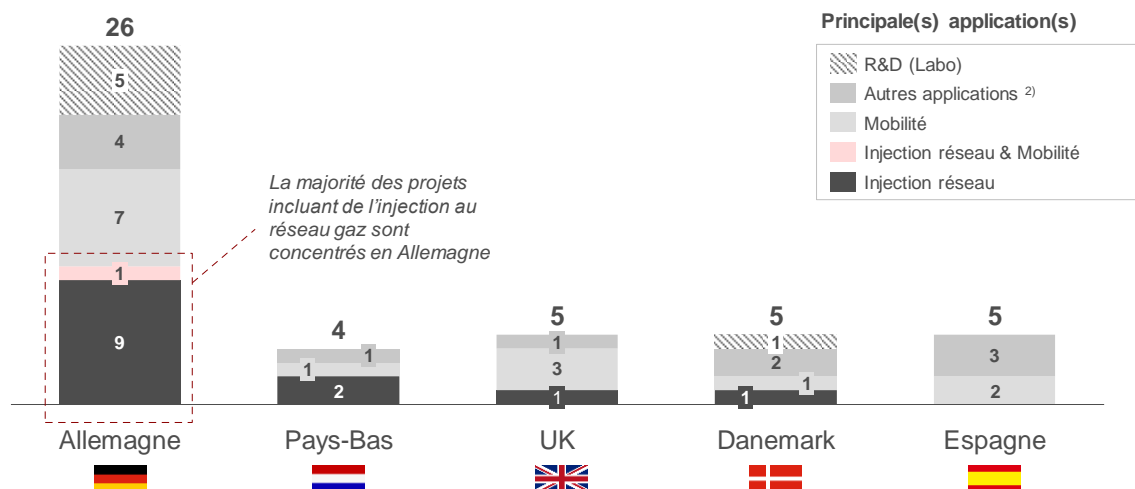
Figure 10 - Illustration des principaux projets européens de « power-to-gas » avec de l'injection réseau



Ces projets pilotes « P2G » couvrent tous les domaines d'applications (cf figure 10) : l'injection dans le réseau comme la mobilité, la production d'électricité ou l'utilisation industrielle de l'H<sub>2</sub> (ou du CH<sub>4</sub>). De manière générale, les pays voisins n'ont pas établi aujourd'hui de priorité de valorisation de l'H<sub>2</sub> « vert » vers un usage plutôt qu'un autre, étant encore au stade de démonstration des différents usages et de la technologie. Les projets les plus aboutis économiquement concernent des usages mobilité ou industriels permettant une valorisation plus élevée de l'H<sub>2</sub> (vs. des usages purement injection réseau ou stockage d'électricité).



Figure 11 - Projets "Power-to-Gas" recensés dans les principaux pays européens voisins de la France – par type d'application [Fin 2016]

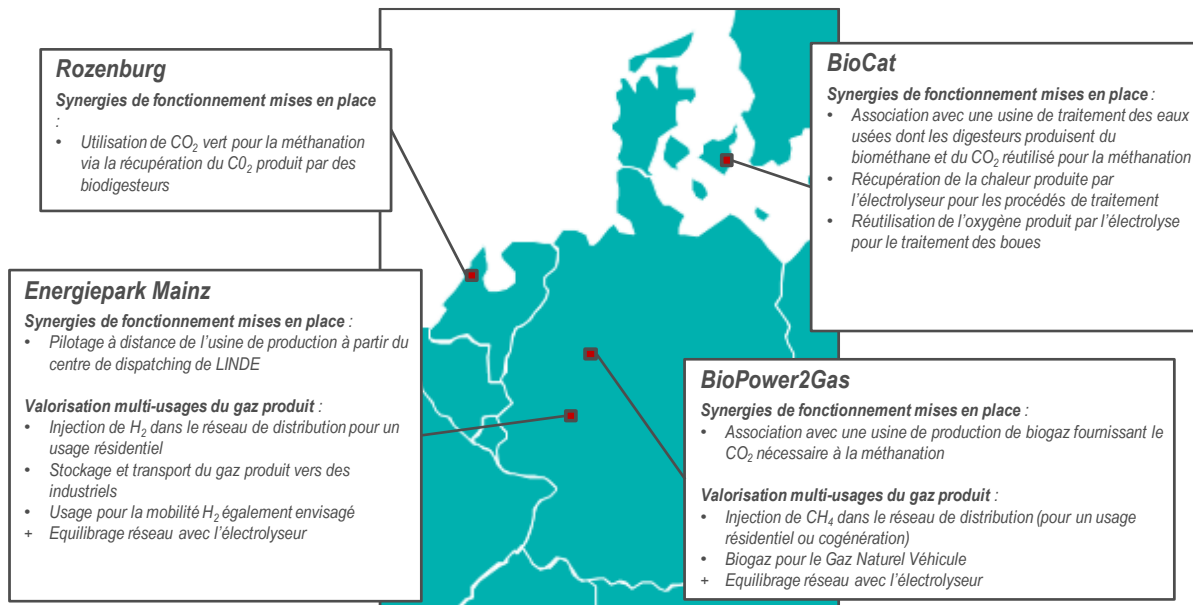


- 1) Tout types d'usages confondus (injection réseau, production d'électricité, mobilité, industrie), incluant les projets de méthanation de l'hydrogène, et incluant les projets arrêtés
- 2) Stockage pour production d'électricité et/ou chaleur (Cogé), usage industriel, ...

Sources : The European Power to Gas Platform, "Screening of power to gas projects" - Vesa Vartiainen (2016), communication officielle des projets / acteurs des projets

La majorité des projets réalisés (et en particulier les projets avec méthanation) démontrent une recherche de synergies sur sites : utilisation du CO<sub>2</sub> fatal d'unités de méthanisation & site de production d'H<sub>2</sub> avec valorisation multi-usages notamment (cf figure 11).

Figure 12 - Exemples de recherches de synergies de valorisation de l'H<sub>2</sub> dans les projets pilotes



Sources : Entretiens avec les acteurs des projets, communication sur les projets pilotes

Bien qu'encore au stade de « démonstration », de premiers axes de lobbying ont été formulés par les acteurs du P2G en Allemagne pour permettre un développement plus fort de la filière (cf encadré ci-dessous et figure 12).



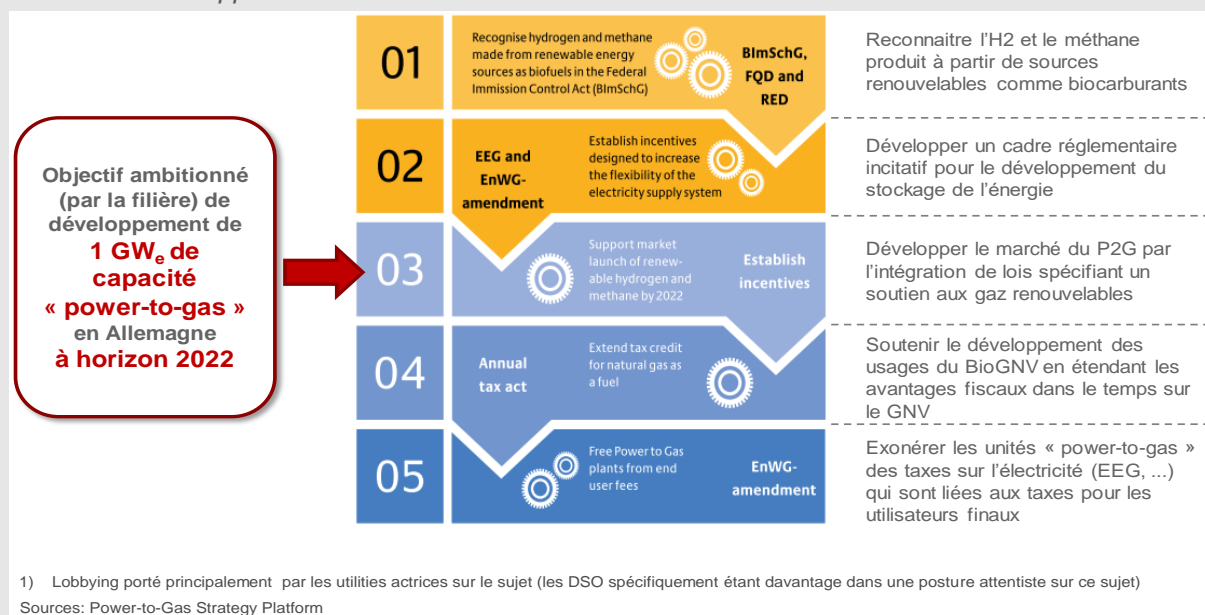
## Un lobbying actif des acteurs allemands pour soutenir le développement du P2G en Allemagne

Les ambitions du scénario de transition énergétique allemand font de la technologie « power-to-gas » une solution vue comme pertinente à moyen terme. En Allemagne, les acteurs du « power-to-gas » se sont ainsi structurés autour d'une « plateforme stratégique » regroupant de nombreux industriels & énergéticiens et soutenue par le DENA (*Deutscher Energie-Agentur* (Germany Energy Agency) – Equivalent de l'ADEME en France)

Figure 13 - partenaires de la plateforme stratégique allemande pour le développement du P2G



Figure 14 - Recommandations / demandes de la "power-to-gas strategy platform" allemande pour soutenir le développement du P2G



Une tendance observable dans ces projets pilotes est l'augmentation de la taille des électrolyseurs, dans une logique d'économies d'échelle recherchées par les fabricants d'électrolyseurs.

### 3) Une solution vue comme pertinente à long terme pour l'optimisation de systèmes énergétiques très fortement renouvelables

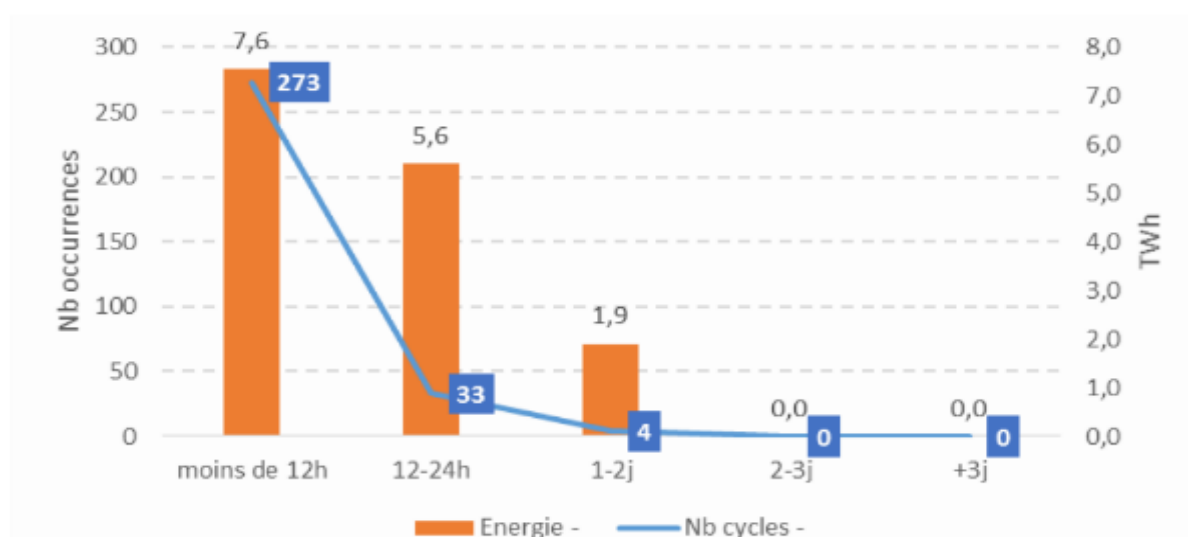
#### **Un intérêt limité du P2G à moyen terme (horizon 2030) pour l'intégration des ENR dans le système électrique**

Comme évoqué précédemment, l'intérêt principal du « power-to-gas » réside dans la gestion de surplus de production ENR de longue durée (sur un ou plusieurs jours consécutifs).

Ce phénomène devrait néanmoins rester limité à horizon 2030/2035. Les études montrent que l'occurrence de tels surplus devrait rester faible sur le système électrique européen, et français en particulier, à court et moyen terme (d'ici à 2030, inférieur à 500 h/an en France et représentant des volumes de quelques TWh), même dans des scénarios ambitieux de croissance des ENR électriques :

- L'étude de l'ADEME sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire<sup>22</sup> montre que, même dans un scénario volontariste de développement des ENR électriques à horizon 2030 (90GW d'ENR intermittentes installés en 2030, donc 46 GW d'éolien et 33 GW de PV)<sup>23</sup>, l'occurrence de ces périodes de surplus est estimée à environ 300 h/an pour des volumes de surplus représentant ~15 TWh au global (soit ~3% de la consommation française). La grande majorité de ces surplus sont journaliers (moins de 12h consécutives de surplus, gérable donc sur une journée).

Figure 15 - Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée à 2030 à l'échelle de la France – source ADEME<sup>24</sup>



<sup>22</sup> ADEME – 2014 – Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

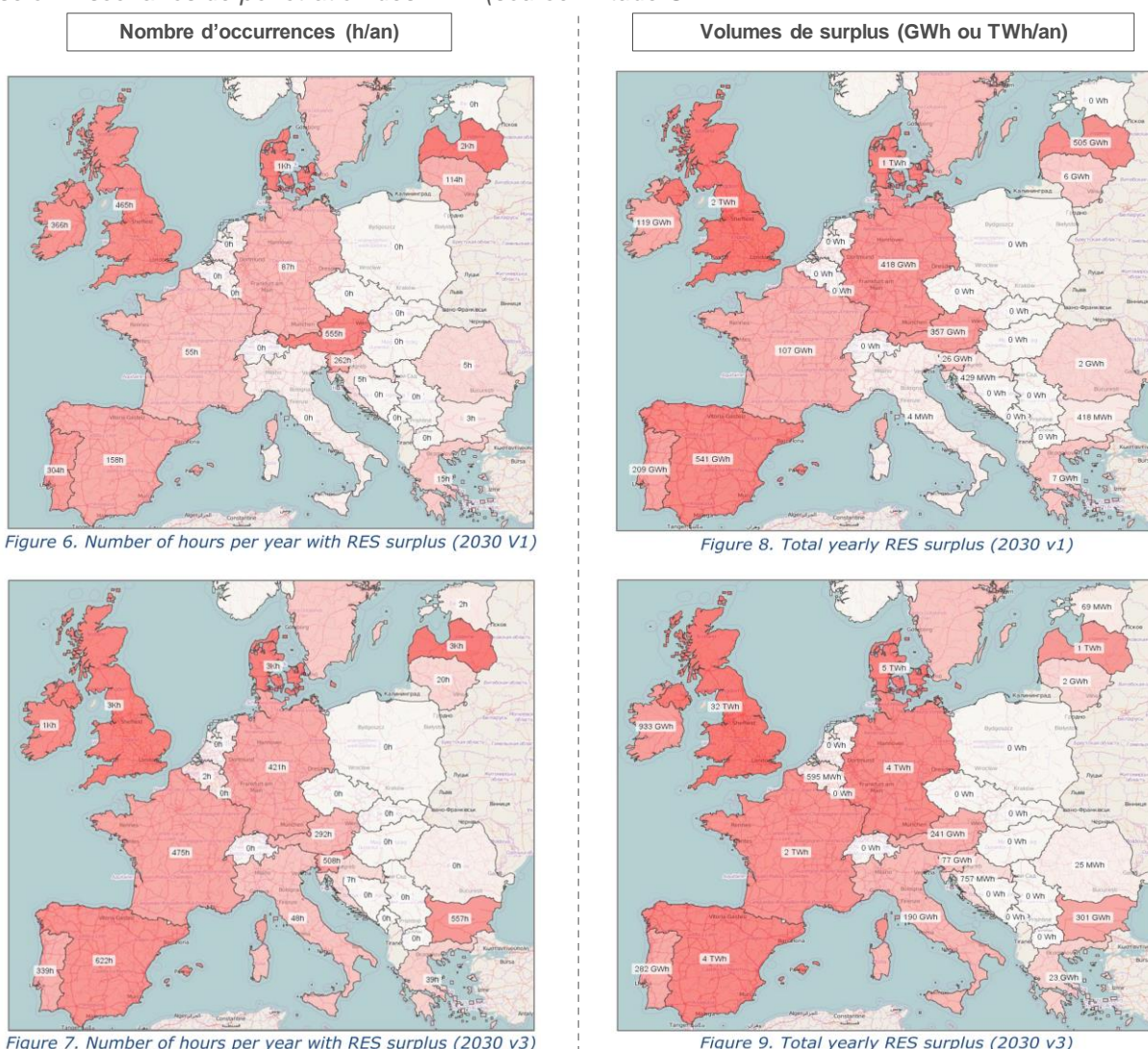
<sup>23</sup> Contributions de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030 et 2050

<sup>24</sup> Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

- Une analyse menée par la Commission Européenne à la maille européenne<sup>25</sup> (fondée sur les scénarios de l'ENTSO-E développés dans le *Ten-Year Network Development Plan*) estime le nombre d'heures de surplus pour le système électrique français à horizon 2030 entre 55 et 475 h/an, représentant entre 0,1 et 2 TWh de volumes de surplus à l'échelle nationale (cf figure 15).

Cette étude démontre d'ailleurs l'impact du contexte local du système électrique (part plus ou moins importante des ENR, niveau d'interconnexions) : comparativement à la France, la fréquence d'occurrence de ces surplus est 6 à 10 fois supérieure pour la Grande-Bretagne (55 à 475 h/an (France) vs. 465 à 3000 h/an (GB)) et les volumes de surplus 16 à 20 fois supérieur (0,1 à 2 TWh/an (France) vs. 2 à 32 TWh/an GB)).

Figure 16 - Estimation du volume d'énergie et occurrences des surplus de production ENR à 2030 selon 2 scénarios de pénétration des ENR (source : Etude CE<sup>26</sup>)



<sup>25</sup> Commission Européenne : METIS Study – 2016 – “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”

<sup>26</sup> Commission Européenne : METIS Study – 2016 – “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”

Cette situation (encore très peu de surplus ENR électriques), couplée à des performances technologiques et économiques encore trop faibles (coûts et performances des électrolyseurs, contraintes d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, coûts et performances des procédés de méthanation) (**cf paragraphe II.1.**) ne permettent pas le développement de projets P2G rentables hors subvention. Les coûts de production d'H<sub>2</sub> à cet horizon de temps sont estimés à ~200 €/MWh.

### ***Une solution vue en revanche comme pertinente à plus long terme, dans un scénario de développement massif des ENR électriques***

A plus long terme (horizon 2050) et en particulier dans un scénario de développement de systèmes électriques très fortement ENR (>80%), plusieurs études tendent à démontrer que le P2G constituerait une solution technico-économique pertinente pour décarboner les systèmes énergétiques, sous conditions d'amélioration des performances techniques et économiques des principales technologies actuelles (les électrolyseurs notamment).

Deux points sont principalement mis en avant :

- le développement d'un système électrique très majoritairement renouvelable (>80%) (*et a fortiori 100%*) nécessitera des capacités de stockage inter-saisonnier significatives (en puissance et capacité énergétique). Le P2G constitue dans ce cadre une solution pertinente (ce qui souligne l'intérêt de maintenir une infrastructure gazière à long terme) ;
- l'utilisation du P2G pourrait également être une solution pertinente pour décarboner l'ensemble des systèmes énergétiques (réseau gaz, transport, consommation industrielles, usages chaleur), au-delà du rôle du P2G comme stockage de l'électricité (dépendant de plusieurs paramètres et notamment la valeur du CO<sub>2</sub>).

L'étude réalisée en 2015 par le Fraunhofer Institute<sup>27</sup> pour l'Allemagne tire les conclusions suivantes :

- « *Il n'est pas possible d'atteindre une performance de réduction des émissions supérieure à 82% dans un système énergétique multi-sectoriel sans l'aide du Power-to-Gas* »
- « *L'utilisation des technologies « Power-to-Gas » devrait permettre de diminuer le coût global d'exploitation du système énergétique dans un scénario ambitieux de réduction des émissions de GES (~80% ou supérieurs)* »
- « *La majorité de l'H<sub>2</sub> produit ou du gaz de synthèse devrait être utilisée dans la mobilité ou l'industrie mais l'utilisation finale des produits (H<sub>2</sub>, syngas) dépendra des coûts de mise en œuvre par usage, dont l'évolution est aujourd'hui encore incertaine* »

L'étude menée par l'ADEME « *Mix électrique 100% ENR : Analyses et optimisation* » (2015), analyse les besoins en stockage de différents mix électriques à horizon 2050 (40% ENR, 80% ENR, 95% ENR et 100% ENR). Elle conclut que l'optimum économique pour atteindre un mix électrique à 95% ENR (et *a fortiori* 100%) comprend nécessairement du stockage inter-saisonnier de type P2G. (cf figure 17).

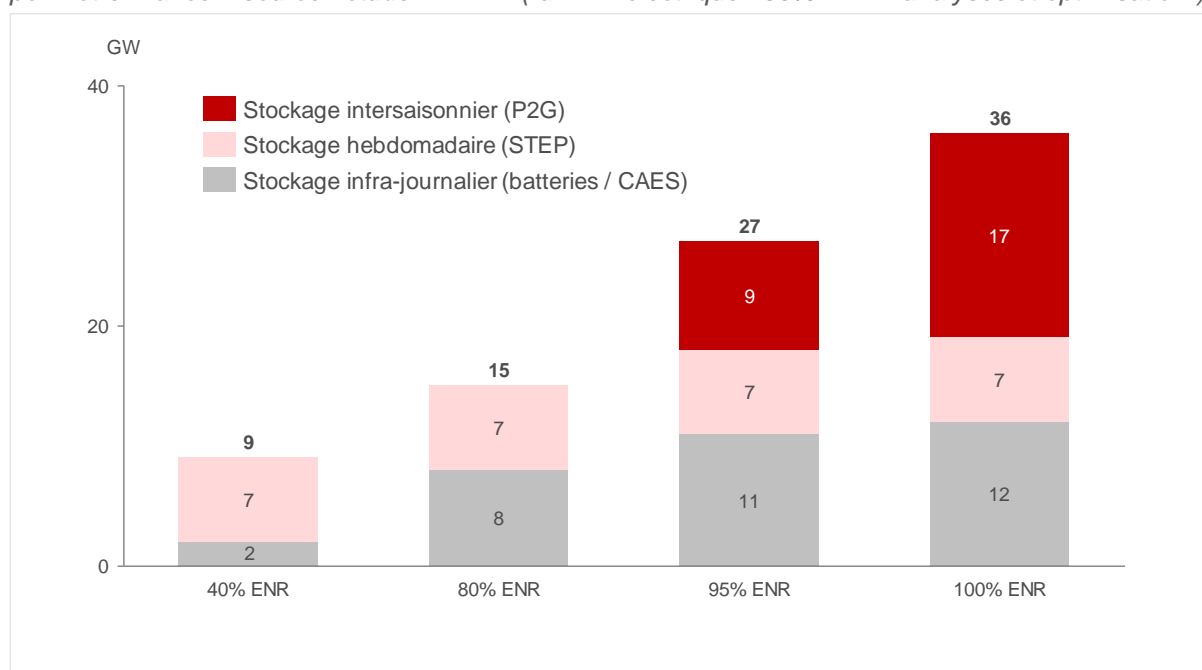
En revanche, cette étude ne fait pas apparaître de besoin nouveau de stockage intersaisonnier de l'électricité jusqu'à un taux de production ENR de 80%.

---

<sup>27</sup> Fraunhofer ISE – 2015 – “The role of power-to-gas in achieving germany's climate policy targets with a special focus on concepts for road based mobility”



Figure 17 - Besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation")



Enfin, deux études plus récentes également menées par l'ADEME analysent le potentiel de décarbonation des systèmes énergétiques via le « power-to-X » (X = chaleur ou gaz)<sup>28</sup> et la faisabilité d'un mix gaz 100% renouvelable en 2050<sup>29</sup>. Elles concluent qu'une partie des usages chaleur et mobilité pourraient être décarbonés grâce au développement du P2G, la rentabilité de l'opération (et le gisement associé) dépendant de la valeur du CO2 (potentiel limité et lié au débouché chaleur et hydrogène si prix du CO2 < 100 €/t, potentiel important si prix du CO2 > 300 €/t).

Les coûts complets de production de l'H2 « vert » à cet horizon de temps, dans un scénario de production « en base » d'hydrogène sont de l'ordre de 50 à 100 €/MWh.

### ***Un modèle de développement (sur la taille des futurs systèmes) encore incertain aujourd'hui***

La majorité des projets pilotes « P2G » existants ou ayant été réalisés ces dernières années sont de petite taille (moins de 1 MWe le plus souvent) avec une injection dans le réseau de distribution.

Le choix du réseau de distribution (plutôt que transport) s'explique par des raisons non économiques mais « techniques & pratiques » : projets souvent portés/soutenus par des acteurs locaux distributeurs (« Stadtwerke » en Allemagne en particulier), meilleur contrôle de la zone desservie par l'H2 dans le cadre de l'expérimentation (contrôle plus facile des effets sur les équipements finaux en particulier), limitation du recours à la compression du (des) gaz produit(s).

D'un point de vue théorique, l'injection directe d'H2 sur le réseau de distribution présente une complexité plus forte que sur le réseau de transport pour des raisons de débit/flux limités au niveau de la

<sup>28</sup> ADEME – 2017 – « Un mix électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? »

<sup>29</sup> ADEME, GRTgaz, GRDF – 2018 – « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude »

distribution, l'injection directe d'H<sub>2</sub> nécessitant un flux de gaz naturel minimal à chaque instant (problématique non existante pour l'injection de biométhane).

Les fabricants semblent également chercher aujourd'hui à développer des électrolyseurs de taille unitaire de plus en plus élevée, dans une recherche d'économies d'échelle.

Ces deux éléments (complexité technique plus forte de l'injection dans les réseaux de distribution & économies d'échelle recherchées sur la fabrication des électrolyseurs) tendent à privilégier un modèle de développement plutôt « centralisé » du P2G. Néanmoins, un développement privilégiant les synergies d'usages (projets couplant production d'H<sub>2</sub> pour la mobilité, l'industrie et l'injection réseau) ou de ressources (utilisation du CO<sub>2</sub> liée à la production de biogaz par exemple, dans l'objectif de méthanation de l'H<sub>2</sub>) pourrait aboutir à un schéma plus diffus/décentralisé du « *power-to-gas* ».

Le modèle de développement futur reste donc encore incertain.

### III. Annexes

#### 1) Glossaire

- **P2G** : Power-to-Gas
- **ENTSO** : European Network of Transmission System Operators for Gas
- **AIE** : Agence Internationale de l'Energie
- **CCG** : Cycle Combiné Gaz
- **ENR** : Energie Renouvelable
- **H2** : Hydrogène
- **CH4** : Méthane (Gaz naturel)
- **PEM** : Proton Exchange Membrane (technologie d'électrolyse)

#### 2) Liste des figures

Figure 1 - Scénarios ENTSOG (Europe) et AIE (Monde) d'évolution de la part du gaz naturel dans le mix de production électrique.....	6
Figure 2 : Capacités installées en cogénération entre 2006 et 2025 au niveau mondial (à gauche) et capacités par pays clé en 2015 (à droite) .....	7
Figure 3 : Principe et applications du "power-to-gas" .....	8
Figure 4 - Comparaison des capacités énergétiques et constante de temps des différentes solutions de stockage d'électricité .....	9
Figure 5 - Taux d'H2 acceptable (en volume) dans le gaz utilisé, selon les applications / équipements (source : Müller-Syring et al.) .....	10
Figure 6 - Facteurs impactant le taux admissible d'injection d'H2 dans les réseaux .....	11
Figure 7 - Rendement de conversion selon la filière de production (sur base PCS) .....	12
Figure 8 - Estimation des CAPEX électrolyseurs, à différents horizons de temps, selon les rapports de référence [€/kW] .....	13
Figure 9 - Projets "Power-to-Gas" recensés dans les principaux pays européens voisins de la France – par stade d'avancement [Fin 2016] .....	14
Figure 10 - Illustration des principaux projets européens de « power-to-gas » avec de l'injection réseau .....	15
Figure 11 - Projets "Power-to-Gas" recensés dans les principaux pays européens voisins de la France – par type d'application [Fin 2016].....	16
Figure 12 - Exemples de recherches de synergies de valorisation de l'H2 dans les projets pilotes ....	16
Figure 13 - partenaires de la plateforme stratégique allemande pour le développement du P2G .....	17
Figure 14 - Recommandations / demandes de la "power-to-gas strategy platform" allemande pour soutenir le développement du P2G .....	17
Figure 15 - Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée à 2030 à l'échelle de la France – source ADEME .....	18
Figure 16 - Estimation du volume d'énergie et occurrences des surplus de production ENR à 2030 selon 2 scénarios de pénétration des ENR (source : Etude CE .....	19
Figure 17 - Besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation").....	21

### 3) Bibliographie

E-CUBE Strategy Consultants – 2017 – « Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France »

FCHJU – 2017 – “Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications”

Fraunhofer ISE – 2015 – “The role of power-to-gas in achieving germany's climate policy targets with a special focus on concepts for road-based mobility”

FNB Gas e.V – 2017 – “The importance of Gas Infrastructure for The German Energiewende”

ADEME, GRTgaz, GrDF – 2018 – « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude »

ADEME, GRTgaz, GrDF – 2014 – « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »

ADEME – 2017 – « Un mix électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? »

Danish Gas Technology Centre – 2013 – “Global screening of projects and technologies for Power-to-Gas and Bio-SNG”

FCHJU – 2015 – “Study on hydrogen from renewable resources in the EU”

Fondation Tuck – 2016 – “Short term and long-term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen”

Commission Européenne - 2016 – “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”

IEA – 2017 – “Renewable Energy for Industry: From green energy to green materials and fuels”

J. Gosens et al. – 2017 – “China's next renewable energy revolution: goals and mechanisms in the 13th Five Year Plan for energy”

Chyoda Corporation – 2014 – “SPERA Hydrogen” System for Large Scale H2 Storage & Transportation and H2 Supply Chain Concept H 2 Supply Chain Concept”

KHI – 2015 – “Hydrogen Supply Chain with Long Distance Transport”

Global Data – 2017 – “Combined Heat and Power (CHP) market – market size, segmentation, regulations and key country analysis to 2025”