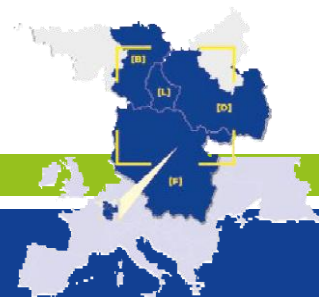




POWER-TO-GAS

FONCTIONNEMENT, CHAMPS D'APPLICATION ET PROJETS ACTUELS

Projektpartner GReNEFF



1 Introduction

Les objectifs de protection climatique du gouvernement fédéral allemand exigent une neutralité nette des gaz à effet de serre d'ici 2045 (loi fédérale sur la protection climatique (KSG), 2019). Cet objectif ne peut être atteint que par un recours accru aux énergies renouvelables dans le cadre de l'approvisionnement énergétique, tout en électrifiant autant que possible les processus produisant des émissions (Milanzi, et al., 2018).

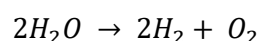
Cette tâche comporte plusieurs défis. D'une part, le profil d'alimentation des sources d'énergie renouvelables est généralement marqué par des fluctuations journalières et saisonnières, ce qui sollicite de plus en plus le réseau public (Trost, Horn, Jentsch, & Sterner, 2012). Actuellement, des centrales électriques conventionnelles sont utilisées pour le stabiliser, mais elles devraient être presque entièrement démantelées à l'avenir. Pour garantir un approvisionnement énergétique stable, il sera donc nécessaire à l'avenir de recourir davantage à des installations de stockage afin d'harmoniser la production et la demande d'énergie. D'autre part, certains processus, comme dans certains secteurs des transports et de l'industrie, ne se prêtent que partiellement à l'électrification, mais dépendent d'autres sources d'énergie (Milanzi, et al., 2018).

Le procédé Power-to-Gas offre une solution dans ce contexte. L'énergie électrique permet de générer de l'hydrogène, un vecteur énergétique gazeux, qui peut ensuite être transformé en méthane lors d'une deuxième étape optionnelle, en intégrant du dioxyde de carbone. Le gaz produit peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel, au moins en partie dans le cas de l'hydrogène, et prélevé en cas de besoin. Ainsi, le procédé dispose d'un stockage à long terme avec le réseau de gaz naturel et offre une possibilité de couplage sectoriel grâce au large champ d'application qui s'ouvre au vecteur énergétique gazeux. De plus, le vecteur énergétique produit (en cas d'utilisation d'énergie renouvelable) est un gaz neutre pour le climat, car la quantité de CO libérée est équivalente à celle qui a été fixée auparavant ((dena), 2015).

2 Fonctionnement

2.1 Électrolyse

Dans la première étape du processus Power-to-Gas, l'eau est décomposée en ses composants atomiques, l'hydrogène et l'oxygène, dans le cadre d'une électrolyse utilisant l'énergie électrique, le premier étant la composante de valeur du processus. La formule ci-dessous décrit la réaction chimique (Milanzi, et al., 2018) :



Formule 1 : équation de la réaction totale de l'électrolyse

Pour réaliser l'électrolyse, on utilise deux demi-cellules, chacune équipée d'une électrode et remplie d'un électrolyte. Les demi-cellules sont reliées entre elles par une membrane. En appliquant une tension continue, une réaction d'oxydoréduction a lieu au niveau des

électrodes (Milanzi, et al., 2018). L'utilisation de températures plus élevées favorise ce processus, tandis que l'utilisation d'une pression plus élevée l'inhibe (Zapf, 2017).

On distingue en principe trois technologies différentes pour la mise en œuvre de l'électrolyse : L'électrolyse alcaline (AEL), l'électrolyse à membrane polymère (PEM) et l'électrolyse à haute température (HTE).

L'AEL est la technologie d'électrolyse la plus utilisée. Elle utilise un électrolyte liquide dans la plage alcaline, généralement de la potasse ou de la soude caustique, et peut fonctionner sans pression ou sous pression élevée. Elle peut être utilisée dans une plage de 20 % à 100 % de sa puissance nominale, elle permet une charge allant jusqu'à 150 % de sa puissance nominale pendant une courte période. Le démarrage nécessite environ 30 à 60 minutes. Pour produire 1 m³ d'hydrogène, il faut 4,5 à 7 kWh_{el}. Sa durée de vie est estimée à 30 ans. Elle est associée à des coûts d'investissement spécifiques de 800 à 1 500 €/kW_{el} (Wulf, Linßen, & Zapp, 2018).

La structure de la PEM diffère de celle de l'AEL. Au lieu de deux demi-piles, on utilise ici des plaques bipolaires. La cathode et l'anode sont séparées l'une de l'autre par une membrane polymère solide. La PEM fonctionne comme une électrolyse sous pression à 30-50 bars. Pour produire un mètre cube d'hydrogène, elle a besoin d'un peu plus d'énergie que l'AEL (4,5 à 7,5 kWh_{el}). Avec un temps de démarrage de l'ordre de la seconde ou de la minute et une plage de fonctionnement de 5% à 100% de sa puissance nominale, elle permet toutefois un fonctionnement plus flexible. Sa durée de vie est estimée entre 10 et 20 ans. Comme cette technologie est assez coûteuse et n'a pas encore atteint le même degré de maturité que celle de l'AEL, les coûts d'investissement, qui se situent entre 2.000 et 6.000 €/kW_{el}, sont actuellement encore relativement élevés (Zapf, 2017). On s'attend toutefois à ce que d'ici 2050, les deux technologies puissent être prescrites dans le même segment de prix, avec 500 €/kW_{el} (Thema, Bauer, & Sterner, 2019).

La HTE est une nouvelle technologie qui en est encore au stade de la recherche. Elle se caractérise par ses températures de fonctionnement élevées, ce qui fait qu'elle nécessite moins d'énergie pour produire de l'hydrogène que les deux autres technologies. Elle peut ainsi atteindre des rendements plus élevés. Elle ne permet un fonctionnement flexible que sous certaines conditions, car les températures de fonctionnement élevées peuvent endommager les matériaux. Il n'existe actuellement pas encore d'informations plus détaillées sur la durée de vie (Milanzi, et al., 2018).

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques techniques et économiques des différentes technologies d'électrolyse :

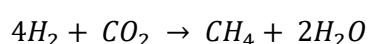
Tableau 1 : Aperçu des différentes technologies d'électrolyse

	AEL	PEM	HTE
Paramètres de fonctionnement	température : 40 à 90°C	température : 20 à 100°C	température : 700 à 1.000°C
	Pression : 1 à 30 bar	Pression : 30 à 50 bar	Pression : 1 bar
Besoins énergétiques spécifiques	4,5 à 7,0 kWh _{el} /m ³ _{H2}	4,5 à 7,5 kWh _{el} /m ³ _{H2}	3,2 kWh _{el} /m ³ _{H2}
Plage de fonctionnement	20% à 100% (brièvement 150%)	5% à 100%	
Temps de mise en marche	30 à 60 minutes	de la seconde à la minute	
Durée de vie	30 Jahre	10 à 20 ans	
Coûts d'investissement spécifiques	1.500 €/kW _{el} (2050 500 €/kW _{el})	2.000 à 6.000 €/kW _{el} (2050 500 €/kW _{el})	

L'hydrogène généré par électrolyse peut en principe être utilisé directement comme source d'énergie. Cependant, une infrastructure propre peut être nécessaire, car le réseau de gaz naturel et les consommateurs qui y sont raccordés ne sont que partiellement adaptés à l'utilisation d'hydrogène pur. Afin de pouvoir utiliser le procédé Power-to-Gas sans mesures techniques complexes, l'hydrogène généré peut être transformé en méthane au cours d'une étape ultérieure.

2.2 Méthanisation

L'étape dite de méthanisation est basée sur la réaction de Sabatier, dont l'équation de réaction est présentée ci-dessous :



Formule 2 : Équation de la réaction totale de méthanisation (réaction de Sabatier)

En présence de dioxyde de carbone, l'hydrogène est transformé en méthane et en eau, avec un rapport stœchiométrique des réactifs de H₂:CO₂ de 4:1. Il s'agit d'une réaction exothermique, dont la transformation nécessite un catalyseur (Wulf, Linßen, & Zapp, 2018) (Zapf, 2017). Il existe en principe deux technologies de méthanisation, qui se distinguent par le type de catalyseur utilisé : La méthanisation chimique et la méthanisation biologique.

La méthanisation chimique utilise un catalyseur chimique, généralement à base de nickel. Elle fonctionne à des températures comprises entre 200°C et 700°C et à des pressions pouvant atteindre 80 bars. En raison des températures élevées, une bonne gestion de la chaleur est nécessaire, ce qui rend difficile un fonctionnement flexible. Le procédé peut être utilisé dans une plage allant de 20% (40%) à 100% de sa capacité nominale. Comparé au procédé biologique, le procédé chimique atteint des taux de formation de méthane

élevés pour une construction compacte, mais avec un taux de méthane maximal de 95%. Pour produire un mètre cube de SNG (synthetic natural gas), il faut 0,4 kWh d'énergie électrique. Pour éviter la désactivation du catalyseur, il faut éviter la présence de substances étrangères dans les gaz de substrat. Un traitement préalable des flux de substrats (notamment du CO₂) peut donc être nécessaire le cas échéant. Le défi du procédé consiste à mettre les substrats gazeux en contact avec le catalyseur. Parmi les concepts de réacteurs courants, on trouve le réacteur à lit fluidisé et le réacteur à lit fixe (réacteurs à deux phases), ainsi que la colonne à bulles (réacteur à trois phases). En raison du niveau de température, la chaleur de réaction se prête à une utilisation dans d'autres processus, ce qui permet d'augmenter l'efficacité du procédé. Les coûts d'investissement spécifiques s'élèvent à 400 €/kW_{th} (Zapf, 2017).

Contrairement à la méthanisation chimique, le procédé biologique utilise comme catalyseur des micro-organismes qui effectuent la réaction dans le cadre de leur métabolisme. Ceux-ci fonctionnent, en fonction du type d'organisme, dans une plage de température allant de 38°C à 70°C. En principe, on distingue deux concepts dans l'application du procédé : Dans le cas du procédé in situ, l'hydrogène est introduit dans une installation de biogaz ou de gaz d'épuration existante, de sorte que les micro-organismes qui s'y trouvent se transforment en méthane en intégrant le CO₂ formé. Dans ce cas, aucune installation séparée n'est nécessaire pour la méthanisation, mais seules de petites quantités d'hydrogène peuvent être introduites dans le système car, en raison de la culture mixte présente, celui-ci pourrait réagir dans un autre contexte et faire basculer toute l'installation. Dans le cas du procédé ex situ, la réaction est réalisée dans une installation séparée, qui fonctionne idéalement avec une culture pure. Les réacteurs peuvent fonctionner sans pression ou sous pression. Le défi du procédé réside dans la mise à disposition de l'hydrogène, car celui-ci ne peut être que difficilement transféré en phase liquide en raison de sa faible solubilité. Cela implique une dépense énergétique de 0,4 à 1,8 kWh_{el}/m³SNG. Les coûts d'investissement pour une installation séparée s'élèvent à 600 à 1 200 €/kW_{th}. Le procédé biologique est en mesure de générer un gaz produit de qualité gaz naturel (gaz H), mais atteint des taux de formation de méthane comparativement faibles. Par rapport au procédé chimique, il permet un fonctionnement flexible et se montre plus résistant aux substances étrangères dans les gaz de substrat, ce qui permet souvent de renoncer à un traitement de ces derniers. En raison du faible niveau de température, la chaleur de réaction du procédé ne se prête que partiellement à une utilisation ultérieure (Zapf, 2017).

Le tableau ci-dessous résume à nouveau les caractéristiques économiques et techniques de la méthanisation chimique et biologique :

Tableau 2 : Aperçu des différentes technologies de méthanisation

	Méthanisation chimique	Méthanisation biologique
Paramètres de fonctionnement	Température: 200°C à 700°C	Température: 38°C bis 70°C
	Druck: jusqu'à 80 bar	Pression : atmosphérique et pression
Besoins énergétiques spécifiques	0,4 kWh _{el} /m ³ _{SNG}	0,4 à 1,8 kWh _{el} /m ³ _{SNG}
Plage de fonctionnement	20% à 100%	5% à 100%
Temps de mise en marche		
Matières étrangères dans le gaz de substrat	non	oui
Coûts d'investissement spécifiques	400 €/kW _{th}	600 bis 1.200 €/kW _{th}

En tenant compte de toutes les pertes depuis la production d'énergie jusqu'au transport du gaz produit, le procédé Power-to-Gas atteint un rendement allant jusqu'à 64,1% sans l'étape de méthanisation. Si l'étape de méthanisation est réalisée, le rendement tombe à 51,3%. L'utilisation de la chaleur résiduelle générée par l'électrolyse et, le cas échéant, par la méthanisation, ainsi que l'utilisation du sous-produit oxygène permettent d'augmenter le rendement dans une certaine mesure (Zapf, 2017).

3 Projets en cours

Depuis 1993, environ 150 projets liés au Power-to-Gas ont été réalisés, sont actuellement en cours de réalisation ou sont prévus pour l'avenir. Un peu plus de la moitié des projets s'intéressent de plus près à la production d'hydrogène, tandis que les projets restants incluent également l'étape de la méthanisation dans leurs recherches. Dans ces cas, le procédé biologique et le procédé chimique sont utilisés à parts égales. L'électrolyse à haute température n'est utilisée que de manière isolée pour la production d'hydrogène. Au lieu de cela, celle-ci est réalisée au moyen de l'électrolyse PEM ou de l'électrolyse alcaline (Thema, Bauer, & Sterner, 2019).

La première installation Power-to-Gas à l'échelle industrielle dans le monde a été construite dans le cadre du projet de recherche "Audi e-Gas" par Audi en collaboration avec SolarFuel GmbH, le Centre pour l'énergie solaire et la recherche sur l'hydrogène (ZSW), l'Institut Fraunhofer pour l'énergie éolienne et la technique des systèmes énergétiques (IWES) et EW Energie AG. Une puissance électrique régénératrice de 6.000 kW_{el} permet de produire 1.300 m³/h d'hydrogène, qui est ensuite transformé en 300 m³/h de méthane au cours d'une étape ultérieure. Celui-ci peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel. Une installation de biogaz proche du site sert de source de CO₂. L'e-gas produit sert de carburant pour une série de modèles Audi spécialement

développés à cet effet. L'entreprise s'assure ainsi un fonctionnement climatiquement neutre de ses véhicules. Le projet de recherche est terminé depuis quelques années déjà, mais l'installation est toujours en service (projet e-gas Audi).

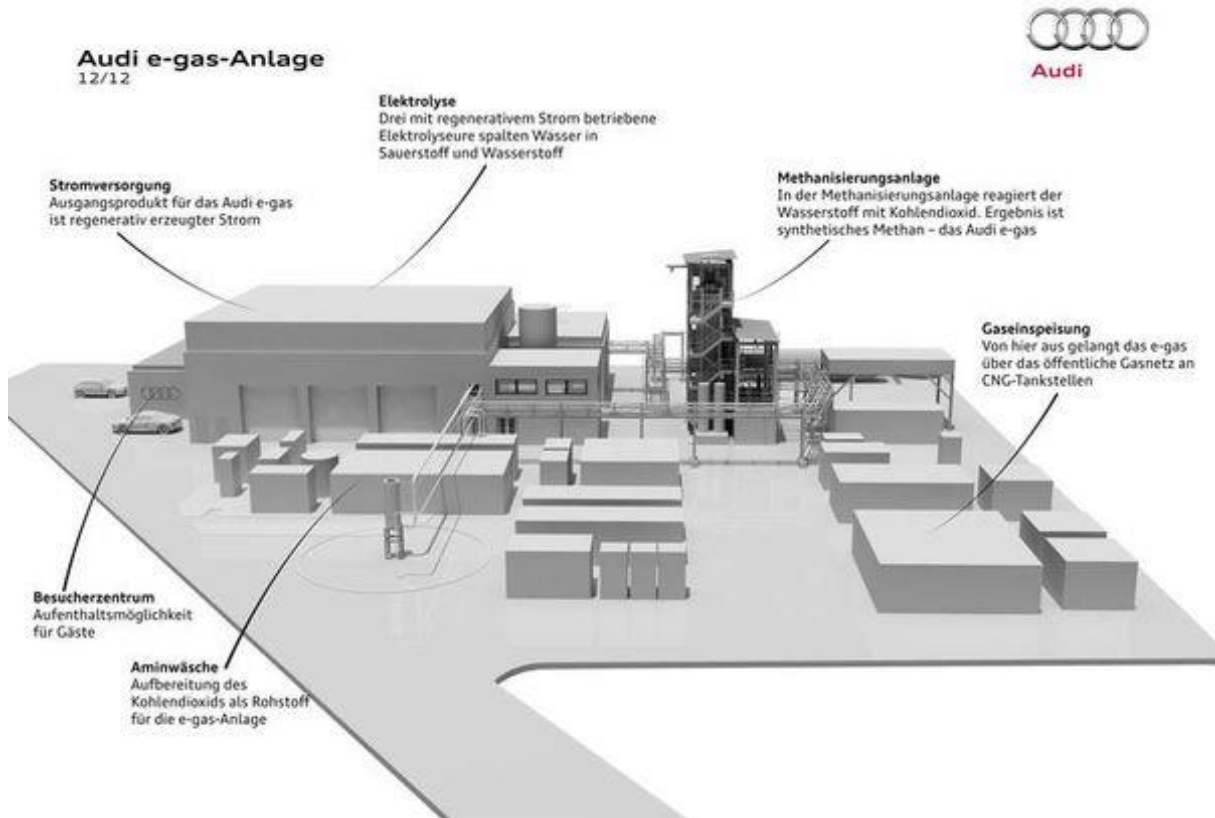


Figure 1 : Représentation schématique de l'installation Audi e-gas (projet Audi e-gas)

L'un des plus grands projets est actuellement prévu à Wilhelmshaven. Il s'agit de produire de l'hydrogène vert au Moyen-Orient (ex. : Maroc) en utilisant des installations photovoltaïques comme source d'énergie. L'hydrogène doit ensuite être transformé en méthane liquide en intégrant du CO₂, lequel est ensuite transporté à Wilhelmshaven par des pétroliers. Là, le méthane sera en partie injecté dans le réseau de gaz naturel. La partie restante sera à nouveau transformée en hydrogène, qui sera utilisé comme gaz pur dans l'industrie. Le CO₂ libéré ne doit pas être rejeté dans l'atmosphère, mais collecté et renvoyé au Moyen-Orient, créant ainsi un cycle de CO₂ (Schwichtenberg, 2022).

Dans le cadre du projet Exytron, une installation Power-to-Gas a été intégrée pour la première fois dans le système énergétique d'un complexe résidentiel existant. Dans ce cas, l'énergie excédentaire d'une installation photovoltaïque est utilisée pour faire fonctionner l'électrolyseur. L'hydrogène ainsi produit est ensuite transformé en méthane et stocké dans des réservoirs. En cas de besoin, celui-ci peut être prélevé et utilisé pour produire de l'énergie électrique et/ou thermique au moyen d'une centrale de cogénération ou d'une chaudière à condensation existante. Le CO₂ libéré sert à nouveau de substrat pour l'étape de méthanisation. L'utilisation de la chaleur résiduelle permet d'atteindre un taux d'utilisation de 87%. Actuellement, l'ensemble d'un parc résidentiel

est construit selon ce concept. ("Exytron Zero-Emission-Wohnpark") (Exytron Klimafreundliches Wohnen Augsburg)

Le procédé Power-to-Gas fait également l'objet de recherches au niveau régional : un procédé de méthanisation biologique, appelé procédé BEST, a été développé à la htw saar et mis à l'échelle avec succès à l'échelle semi-industrielle dans le cadre du projet BEST-Systems. L'exploitation de l'installation a été étudiée sur deux sites différents, chacun mettant à disposition une source de CO₂. L'un des sites était la brasserie Karlsberg à Hombourg, où le biogaz brut de la station d'épuration des eaux usées de l'entreprise servait de substrat. L'autre était Bitburg, où se trouve l'installation centrale de traitement du biogaz des services municipaux de Trèves. Là, en plus du biogaz brut, le gaz pauvre de l'installation de traitement a été utilisé comme substrat pour la méthanisation (projet "BEST-Systems", pas de date).



Figure 2 : Installation BEST à l'échelle semi-industrielle sur le site de Hombourg de la brasserie Karlsberg (projet "BEST-Systems", pas de date)

Un autre exemple d'intérêt au niveau régional est le projet prévu "HydroHub-Fenne". Une électrolyse d'une puissance nominale de 17,5 MW doit produire 330 kg/h d'hydrogène vert. Celui-ci peut ensuite être utilisé dans l'industrie proche du site, par exemple pour la production d'acier chez Saarstahl AG, ou comme alternative de carburant dans la mobilité. L'infrastructure existe déjà en partie ou est réalisable à court terme. L'oxygène généré dans le cadre du processus d'électrolyse peut également être utilisé dans

l'industrie ou dans une station d'épuration située à proximité. En outre, la chaleur résiduelle produite peut être injectée dans le réseau de chauffage urbain (laboratoire réel "Hydrohub Fenne" : électrolyse pour le couplage des secteurs, 2020).

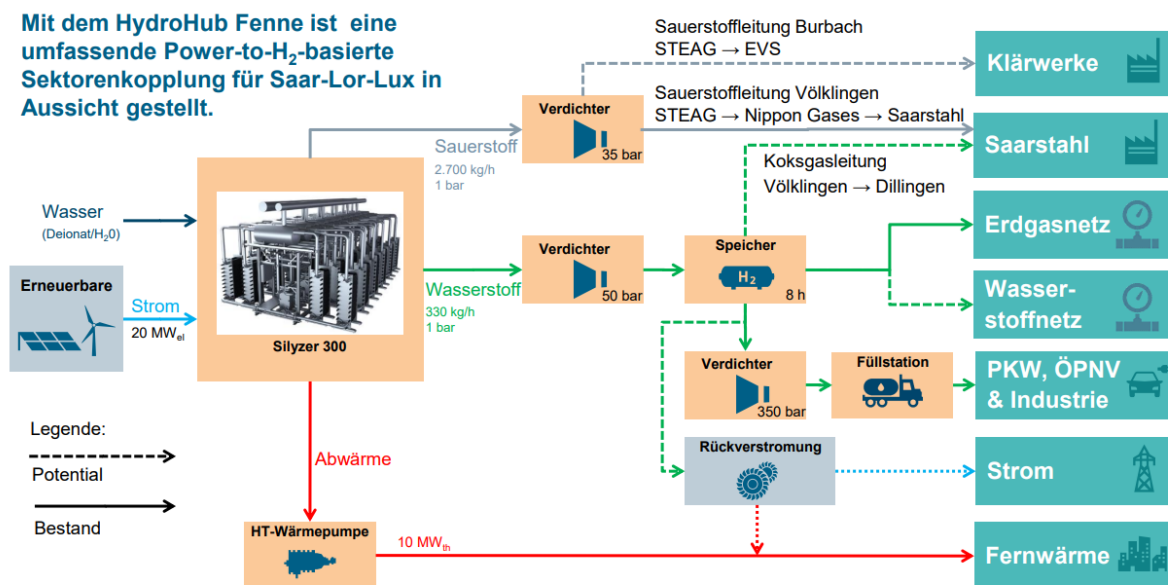


Figure 3 : Représentation schématique du laboratoire réel "HydroHub-Fenne" (Laboratoire réel "Hydrohub Fenne" : électrolyse pour le couplage de secteurs, 2020)

D'autres projets concernant le procédé Power-to-Gas peuvent être consultés sur la plateforme www.powertogas.info.

4 Cadre politique

L'origine des sources utilisées (énergie électrique et CO₂) est déterminante pour le cadre politique du procédé Power-to-Gas. En outre, l'application du procédé joue un rôle.

Si l'on utilise exclusivement de l'énergie électrique de nature renouvelable et que le gaz produit par le procédé est utilisé pour la production d'électricité, le gaz produit est ce que l'on appelle du gaz de stockage (§3, alinéa 42 EEG 2021). Aucune exigence n'est imposée à la source de CO₂. Pour l'achat de l'énergie électrique, le prélèvement EEG est réduit conformément au §61 I, alinéa 2 EEG 2021, dans la mesure où le prélèvement EEG est payé en conséquence pour l'énergie électrique générée par le gaz de stockage. L'exploitant d'une installation de production d'électricité qui utilise le gaz de stockage comme source d'énergie a droit à une prime de marché, à un tarif de rachat ou à un supplément d'électricité pour les locataires (§19 EEG 2021).

Si, dans le cadre du procédé Power-to-Gas, on utilise principalement (au moins 80%) des sources d'énergie électrique et de CO₂ de nature renouvelable, le gaz produit est assimilé à du biogaz et les réglementations correspondantes s'appliquent (§3 Nr.10f EnWG). L'exploitant du réseau est donc tenu de garantir la disponibilité d'un raccordement au réseau de gaz naturel, qui doit en outre être entretenu par ce dernier. Les coûts liés au raccordement au réseau sont supportés à 75% par le gestionnaire de réseau, les coûts

pour la personne raccordée étant limités à 250.000 € (§33 GasNZV). En outre, le gestionnaire de réseau doit donner la priorité aux installations d'injection de biogaz lors de la conclusion de contrats d'injection et de soutirage, ainsi que lors du transport du gaz (§34 GasNZV). De plus, ces injecteurs ont droit à une rémunération forfaitaire de 0,7 ct/kWh pendant 10 ans à compter de la mise en service (§20 a GasNEV).

Indépendamment du type de ressources utilisées et du type de modèle économique, les installations Power-to-Gas sont exonérées de la rémunération du réseau pour l'électricité et le gaz pendant 20 ans à compter de leur mise en service (§118 al. 6 phrase 7 EnWG). Si l'exploitant de l'installation est en outre une entreprise de production (§2 n°2a, n°3 StromStG), celle-ci est exonérée de la taxe sur l'électricité conformément au §9a al.1 n°1 StromStG. Si l'installation Power-to-Gas est utilisée dans le cadre d'un auto-alimentation, c'est-à-dire que l'exploitant de l'installation de production d'électricité et de l'installation Power-to-Gas sont identiques, la taxe EEG n'est calculée qu'au prorata ou n'est pas appliquée du tout (§5 n°1 EEG 2014. §61 alinéa 2 EEG 2014).

En principe, les directives DVGW G260/262 doivent être respectées lors de l'injection du gaz produit par une installation Power-to-Gas. Celles-ci imposent des exigences sur la qualité du gaz à injecter, qui sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Exigences de qualité du gaz devant être injecté dans le réseau public de gaz naturel, conformément aux directives DVGW G260/G262

Indice de Wobbe	L-Gas	12,4 (+0,6/-1,4) kWh/m ³
	H-Gas	15 (+0,7/-1,4) kWh/m ³
Valeur énergétique		8,4 bis 13,1 kWh/m ³
Densité relative		0,55 bis 0,75
Teneur maximale en H ₂ O	≤ 10 bar	200 mg/m ³
	> 10 bar	50 mg/m ³
Max. Teneur en CO ₂	L-Gas	10 mol-%
	H-Gas	5 mol-%
Max. Teneur en O ₂		1 Vol.-%
Max. Teneur en H ₂		1 bis 5 Vol.-%

5 Champs d'application

5.1 Sources d'énergie

En principe, toute source d'énergie électrique peut être utilisée dans le cadre du procédé Power-to-Gas. Le type de source d'énergie ("verte" ou "grise"), la disponibilité temporelle et locale ainsi que les coûts liés à l'achat d'énergie sont décisifs pour la qualité de l'aptitude.

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables permet de générer du gaz de stockage (en cas de réinjection d'électricité) ou du biogaz (en cas d'intégration de CO₂ biogène). L'utilisation d'installations de production d'énergie qui, en raison de leur durée

d'exploitation, ne sont plus éligibles à la subvention de la loi sur les énergies renouvelables et devraient donc être commercialisées directement, constitue ici une solution intéressante. En outre, l'électrolyse peut être utilisée dans le cadre du procédé Power-to-Gas pour compenser les erreurs de prévision dans la production d'électricité par les énergies renouvelables. De cette manière, il serait possible d'éviter une compensation du bilan, qui est liée à des coûts. Dans les deux cas, la disponibilité temporelle en particulier peut représenter un défi pour l'exploitation de l'installation Power-to-Gas, ce qui peut être compensé par un dimensionnement approprié, ainsi que par l'intégration d'éléments de stockage supplémentaires.

Il est également possible d'utiliser de l'énergie fossile pour faire fonctionner l'électrolyse. Dans ce cas, il serait éventuellement intéressant de l'acheter directement par le biais de la mise à disposition de puissance de réglage ou de la bourse de l'électricité. Cela permettrait de réduire les coûts énergétiques ou même de générer des revenus supplémentaires grâce à l'achat d'énergie électrique. En cas d'utilisation d'énergie fossile, le gaz produit dans le cadre du procédé Power-to-Gas est considéré comme "gris" ou fossile.

5.2 Sources de CO₂

Lors du choix d'une source de CO₂ appropriée, il convient en principe de déterminer avant l'utilisation dans le procédé Power-to-Gas si le gaz disponible doit être purifié, car les impuretés éventuellement présentes pourraient inhiber le processus de méthanisation, voire le stopper complètement. Ici aussi, le type de source de CO₂ (biogène ou fossile) ainsi que la disponibilité temporelle et locale sont déterminants pour l'efficacité du procédé.

Parmi les sources de CO₂ biogènes possibles, on trouve le biogaz brut, le gaz pauvre d'une installation de traitement du biogaz, ainsi que le gaz de digestion ou d'épuration. En outre, les gaz contenant du CO₂ d'origine industrielle conviennent également, dans la mesure où ils sont basés sur des matières premières renouvelables, comme par exemple le CO₂ libéré dans le cadre du processus de fermentation. En principe, il faudrait s'efforcer d'utiliser une source de CO₂ biogène ("verte") en combinaison avec de l'énergie renouvelable dans le processus Power-to-Gas, car c'est la seule manière de générer du "biogaz", qui bénéficie d'avantages correspondants en termes de taxes à payer et de commercialisation.

Les sources de CO₂ fossiles possibles sont les gaz d'échappement contenant du CO₂ provenant des centrales électriques ou des processus industriels. Le procédé Power-to-Gas offre ici la possibilité de valoriser une nouvelle fois le CO₂ d'origine fossile avant de le rejeter dans l'atmosphère. De plus, l'intégration du CO₂ d'origine fossile permet d'économiser les éventuels certificats de CO₂ et de générer ainsi des "recettes" supplémentaires. En combinaison avec de l'énergie renouvelable, le gaz produit par le procédé Power-to-Gas est considéré comme un gaz de stockage, à condition qu'il soit réinjecté dans le réseau électrique.

5.3 Champs d'application

Si seule l'étape de l'électrolyse est réalisée dans le cadre du procédé Power-to-Gas, l'hydrogène produit peut en principe être injecté dans le réseau de gaz naturel ou stocké dans des sites de stockage séparés (réservoirs/cavernes). La capacité d'absorption du réseau de gaz naturel est toutefois limitée à 1 à 5 % en volume pour l'hydrogène, principalement en raison des consommateurs raccordés. Par exemple, les turbines à gaz ne permettent que 1 à 5 % de H₂ en volume et les véhicules au gaz naturel 2 % de H₂ en volume maximum. En cas de besoin, l'hydrogène peut alors être utilisé à l'aide d'une pile à combustible pour la propulsion de véhicules ou la production d'électricité, ainsi que dans l'industrie comme gaz pur.

Si, au cours d'une étape ultérieure, l'hydrogène est transformé en méthane en intégrant du CO₂, l'injection dans le réseau de gaz naturel est possible de manière presque illimitée et le gaz produit peut être utilisé de manière polyvalente comme substitut du gaz naturel. En cas de besoin, celui-ci peut par exemple être utilisé dans des installations de cogénération à haut rendement pour la production d'électricité et de chaleur ou servir de carburant dans le secteur de la mobilité. En outre, l'étape de la méthanisation offre la possibilité de valoriser le CO₂.

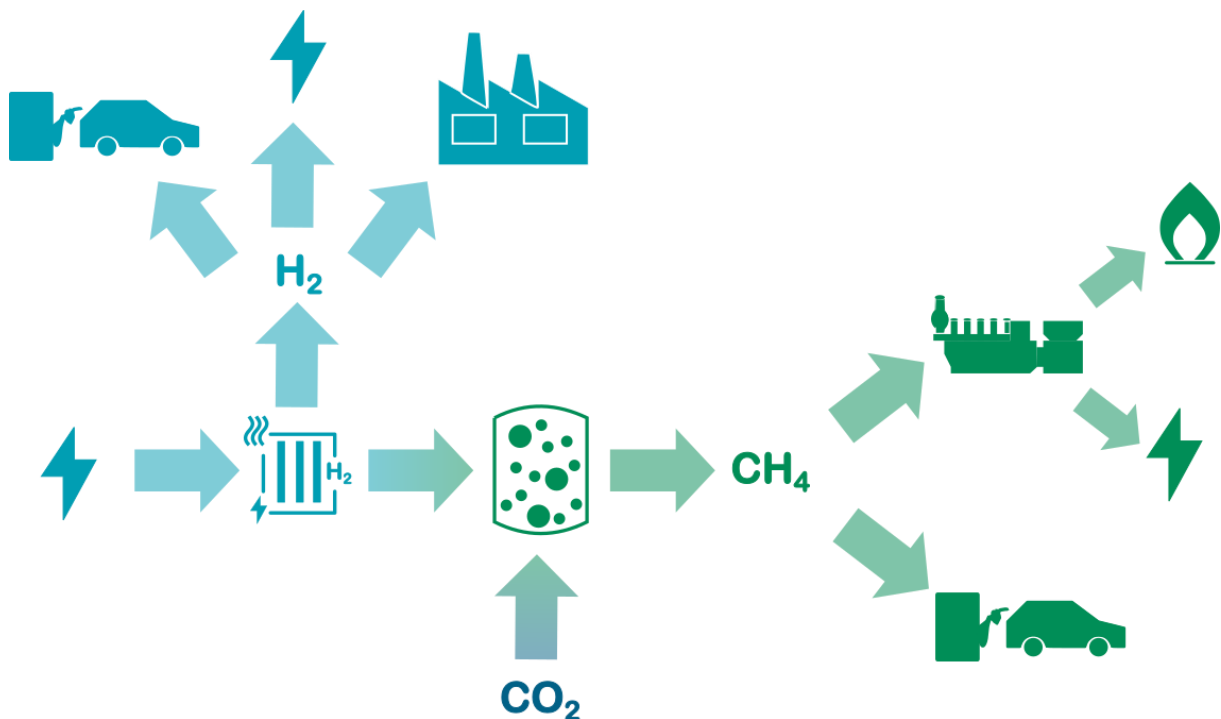


Figure 4 : Représentation schématique du procédé Power-to-Gas avec les voies de valorisation possibles

6 Conclusion

Le procédé Power-to-Gas est une technologie qui combine la possibilité de stocker l'énergie électrique à moyen et long terme, de coupler différents secteurs énergétiques et de décarboniser différents processus. Le procédé offre donc de nombreuses possibilités d'utilisation. Toutefois, un scénario d'intégration économiquement rentable est difficilement réalisable dans les conditions actuelles. Cela s'explique par le rendement

relativement faible, les coûts d'investissement encore élevés de l'installation et les réglementations politiques actuelles. Une approche globale de l'intégration du procédé, qui prend également en compte les sous-produits générés, ainsi qu'une utilisation intelligente des ressources disponibles, permet d'atteindre des rendements plus élevés. En outre, on peut s'attendre à une diminution des besoins d'investissement à l'avenir. Ainsi, avec le procédé Power-to-Gas, l'approvisionnement en énergie dispose d'un instrument qui se prête particulièrement bien à l'utilisation de l'énergie disponible en surplus.

7 Literaturverzeichnis

- (dena), D. E.-A. (November 2015). Systemlösung Power to Gas - Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife.
- Audi e-gas Projekt. (kein Datum). Abgerufen am 27. Februar 2022 von <https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/>
- Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). (12. Dezember 2019).
- Exytron Klimafreundliches Wohnen Augsburg. (kein Datum).
- Milanzi, S., Spiller, C., Grosse, B., Hermann, L., Kochems, J., & Müller-Kirchenbauer, J. (29. August 2018). Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens.
- Projekt "BEST-Systems". (kein Datum). Von <https://www.htwsaar.de/defitechno/projekt-best-systems> abgerufen
- Reallabor "Hydrohub Fenne": Elektrolyse für die Sektorenkopplung. (3. September 2020).
- Schwichtenberg, L. (25. Januar 2022). Wasserstoff-Fabrik in Wilhelmshaven: Synthetisches Methan zu H₂.
- Thema, M., Bauer, F., & Sterner, M. (2019). Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 775-787.
- Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., & Sterner, M. (17. April 2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland. *Z Energiewirtschaft*, S. 173.190.
- Wulf, C., Linßen, J., & Zapp, P. (2018). Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia*, 367-378.
- Zapf, M. (2017). *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Springer Vieweg.

GReENEFF

GReENEFF - „Réseau transfrontalier pour la promotion de projets innovants dans le domaine du développement durable et de l'efficacité énergétique dans la Grande Région“ est un projet du programme européen Interreg V A de la Grande Région. L'objectif du projet est de promouvoir le développement durable des quartiers et des logements sociaux en mettant l'accent sur la protection du climat. Jusqu'en 2022, un total de 18 projets pilotes seront mis en œuvre en Sarre, en Rhénanie-Palatinat, au Luxembourg, dans le département de la Moselle et en Wallonie. Les projets ont été préalablement sélectionnés par les partenaires du **GReENEFF** sur la base de critères transfrontaliers communs pour les projets durables.

Le **GReENEFF** se considère comme un forum de dialogue transfrontalier entre experts. Les connaissances et les expériences sont échangées lors de visites sur site et de visites d'autres projets modèles, lors de séminaires spécialisés, de colloques, d'ateliers et d'événements en ligne. Les résultats seront résumés dans un guide d'action transfrontalier qui servira de manuel pour la mise en œuvre de futurs projets.

Sur un budget total d'environ 15,5 millions d'euros, un peu moins de 6,2 millions d'euros sont fournis par un financement Interreg du Fonds européen de développement régional (FEDER). www.GReENEFF.eu

Opérateurs de projet | Projektpartner



Avec le soutien de | Mit Unterstützung von

