

LIVRE BLANC

GAZ RENOUVELABLES : LA ROUTE VERS L'INDUSTRIALISATION



Sommaire

Les gaz renouvelables et l'enjeu climatique	4
Les gaz renouvelables : un tour d'horizon	6
La méthanisation : état des lieux	8
Le défi économique de la filière méthanisation	12
Les nouvelles générations de gaz renouvelables	17
Gaz renouvelables et performance énergétique globale et durable	21
Glossaire	24
Le groupe E'nergys	26

Date de publication : juin 2019
© E'nergys - tous droits de reproduction réservés
Rédaction et coordination : Jérôme Freyermuth
Imprimé sur papier PEFC

Préface

Le développement démographique, l'évolution des besoins en termes de confort avec son corollaire l'augmentation des biens de consommation ne doit pas nous faire oublier les conséquences pour les générations futures, dont notamment la préservation de notre environnement. La terre nous apporte des richesses que nous devons traiter, valoriser avant de lui redonner dans un équilibre vertueux et naturel. Les gaz renouvelables répondent parfaitement à cet enjeu. Ils constituent en effet une famille diversifiée de gaz produits grâce à des ressources renouvelables, et plus particulièrement grâce à la biomasse. Cette biomasse a le grand avantage de pouvoir être constituée en majorité de matières fermentescibles (déchets agricoles, agroalimentaires, ménagers, collectifs et industriels), apportant ainsi à la fois une énergie produite en continue, un bilan carbone neutre et une réduction considérable des externalités négatives liées aux déchets.

La méthanisation est la filière la plus mature et connaît une croissance continue depuis quelques années. Initialement portée par la cogénération, cette croissance est aujourd'hui tirée par l'injection du biométhane dans les réseaux gaziers qui disposent d'un formidable potentiel de raccordement et de distribution. La méthanisation seule n'est cependant pas suffisante pour répondre à un scénario 100% gaz renouvelables. Dans cette perspective, les gaz renouvelables dits de seconde génération, la pyrogazéification et le *power to gas*, offrent des capacités prometteuses. La pyrogazéification pourra en effet tirer parti de la biomasse non méthanisable et des combustibles solides de récupération (CSR) alors que le *power to gas* permettra à la fois d'interconnecter les réseaux électriques et gaziers et d'être une source d'hydrogène décarbonée et de biométhane pour l'industrie. Étant donné sa capacité de stockage, le gaz renouvelable est en outre une solution pertinente pour gérer la mobilité et l'intermittence des énergies renouvelables.

Même s'ils présentent l'avantage d'une plus grande souplesse avec des capacités de stockage, le grand défi des gaz renouvelables est leur compétitivité par rapport aux énergies concurrentes. Il sera en effet nécessaire d'atteindre des prix en phase avec les différents marchés de l'énergie pour pouvoir toucher une large part de la population. L'enjeu économique passera par une industrialisation rapide de la production des gaz renouvelables et ce, sans déstabiliser l'équilibre alimentaire par un trop grand recours à la culture énergétique. Il en va de l'avenir de l'humanité de trouver un équilibre de toutes les sources mobilisables. Le développement de ces filières dépendra aussi du soutien que l'Etat leur accordera, aussi bien financièrement qu'en termes de réglementation. L'enjeu est ainsi également sociétal dans la mesure où il dépendra du coût que la société est prête à supporter pour réussir la transition énergétique. De notre capacité à innover pour améliorer les performances des installations, à diminuer les Capex et les Opex en standardisant les unités de production, nous pourrions mieux atteindre les objectifs d'une grande autonomie de cette filière.

Enfin, les gaz renouvelables s'insèrent fondamentalement dans une approche globale et durable de la performance énergétique. De l'économie circulaire à l'interconnexion des réseaux énergétiques en passant par la mutualisation territoriale des ressources, ce n'est plus tant l'efficacité énergétique qui est recherchée mais la synergie énergétique. Autrement dit, il ne s'agit plus seulement de réduire l'intensité énergétique pour répondre à un même besoin mais d'optimiser les synergies énergétiques pour un système donné. Cette approche est au cœur même des gaz renouvelables. Alors qu'auparavant un déchet était considéré comme une source de pollution, aujourd'hui il devient un pilier de la transition énergétique, avec en fin de cycle, une valorisation agronomique pour redonner à la terre ce qu'elle nous a offert.

Les gaz renouvelables et l'enjeu climatique

Alors que la décarbonation de l'énergie est plus que jamais le défi des années à venir, les gaz renouvelables représentent une voie prometteuse pour disposer d'une énergie propre, continue et renouvelable. Néanmoins, entre usages nécessaires et concurrence des énergies plus compétitives, les gaz renouvelables doivent s'imposer dans un mix énergétique en pleine mutation.



Le sens de l'efficacité énergétique

Au fil des années et des générations, le sens de l'efficacité énergétique a constamment évolué. Durant la génération charbon, un système efficace était avant tout un système qui fonctionnait sans interruption.

À partir de la période des Trente Glorieuses, le basculement vers le fioul bon marché et la forte croissance industrielle engendrent une hausse considérable de la demande énergétique jusqu'à déclencher le premier choc pétrolier de 1973. La notion d'efficacité énergétique, entendue comme un usage rationnel de l'énergie, apparaît alors et l'intensité énergétique des pays industrialisés commence à diminuer.

Aujourd'hui insérée dans un cadre de transition énergétique, l'efficacité énergétique devient performance énergétique : il ne s'agit plus uniquement de rationaliser l'usage d'énergie pour un service donné mais d'aboutir à un mix énergétique performant au regard des enjeux climatiques.

¹ Programme européen de surveillance de la terre, voir <https://www.copernicus.eu/fr/services/changement-climatique>

² Le ppm (partie par million) représente ici le nombre de molécules de gaz à effet de serre par million de molécules d'air.

³ Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2018

⁴ Bilan 2018 GRTgaz

⁵ Quelle place pour le gaz dans la transition énergétique ? France Stratégie, La note d'analyse, 2018

L'enjeu climatique au plus fort

Alors que les marges de manœuvre afin de limiter l'étendue du changement climatique se réduisent chaque année, l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) de ces deux dernières années peuvent décourager. En effet, selon les mesures satellitaires de Copernicus¹, leur taux de croissance moyen annuel en 2018 est de 2,5 ppm/an, avec un record à 410 ppm durant le mois de mai². Pour rappel, l'objectif « 2° » suppose un pic à 490 ppm avant 2100 puis un déclin. La France a accompagné la tendance, avec des émissions de GES en augmentation de 3,2 % en 2017 par rapport à l'année précédente.

Du point de vue du secteur de l'énergie, l'année 2018 a également connu un record des rejets de carbone, à hauteur de 33,1 gigatonnes³. Cette hausse est notamment due à l'augmentation de la demande en énergie, qui a bondi de 2,3% et a été satisfaite par des énergies fossiles, le gaz en premier lieu (45% du surcoût) suivi du charbon. Ce record repose cependant sur les Etats-Unis, la Chine et l'Inde, l'Europe ayant mieux réussi à décarboner son secteur énergétique, en particulier la France, avec le nucléaire.

Notons tout de même un point positif du bilan. Grâce à la croissance des énergies renouvelables (plus de 4%) et de celles d'origine nucléaire (plus 3,3%), les émissions de CO₂ ont augmenté moins vite que la demande d'énergie. Cela reste néanmoins nettement insuffisant.

De la croissance du gaz naturel...

L'usage du gaz dans le monde est en croissance continue depuis les années 2000. Malgré un léger ralentissement à partir de 2010, la dynamique est repartie à la hausse depuis 2017, en particulier grâce au GNL (gaz naturel liquéfié) et une forte demande chinoise. Cette tendance mondiale a conduit l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) à parler dès 2012 d'« âge d'or du gaz ».

Dans un contexte de changement climatique, l'attrait du gaz naturel provient de son caractère plus « propre » que les autres énergies fossiles, avec notamment moitié moins d'émissions de CO₂ en comparaison au charbon. Ainsi, les pays charbonniers comme les Etats-Unis et l'Allemagne ont une politique de remplacement des centrales à charbon par des centrales à gaz afin de diminuer leurs émissions de GES.

La France, quant à elle, a une situation plus spécifique, son mix énergétique étant déjà en partie décarboné via le nucléaire. L'usage du gaz n'en reste pas moins pertinent, surtout dans le cadre du bâtiment et du transport. En effet, parmi ses 442 TWh/an⁴ de consommation, près de la moitié est imputable au résidentiel et au tertiaire, principalement pour le chauffage (locaux, eau chaude, cuisson). Le transport quant à lui est le secteur le plus émetteur de GES.

...à la croissance des gaz renouvelables

Si le gaz naturel est plus « propre » que les autres énergies fossiles, il n'en reste pas moins émetteur de CO₂, d'autant plus si son usage continue de croître. Il est déjà aujourd'hui à l'origine de 20% des émissions de gaz à effet de serre⁵. Dans ce cadre, l'ambition est de remplacer progressivement le gaz naturel par du gaz renouvelable dont le bilan carbone est théoriquement neutre, le CO₂ relâché étant celui absorbé préalablement par la biomasse. L'arrivée à maturité de la méthanisation et le développement de la pyrogazéification et du *power to gas* représentent des axes prometteurs de développement, à condition que leur compétitivité atteigne celle des sources énergétiques alternatives.

Des usages nécessaires

Les gaz renouvelables s'insèrent aujourd'hui dans le besoin d'une performance globale et durable. L'émergence des *smart grids* et d'une interconnexion globale des réseaux (électricité, gaz, chaleur) nécessaire pour gérer l'intermittence des énergies renouvelables implique un besoin fort de biométhane. De plus, les gaz renouvelables sont au cœur de la valorisation énergétique des déchets et d'une économie circulaire à forte externalité positive, aussi bien environnementale qu'économique.

Le gaz renouvelable est cependant en concurrence avec d'autres approches décarbonées comme la mobilité électrique, le chauffage via pompe à chaleur ou le solaire thermique. Bien que nécessaire sur le plan de la gestion de réseau, ses débouchés reposeront sur sa compétitivité.

Un mix gaz 100% renouvelables ?

L'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) a récemment publié une étude sur la possibilité d'un mix 100% gaz renouvelables à l'horizon 2050. Ils ont étudié 4 scénarii se différenciant par la part d'énergie renouvelable (100% et 75%), la part de pyrogazéification (haute ou basse) et l'usage de la biomasse (limité ou non). L'une des hypothèses fortes de leur étude est une réduction de la consommation de gaz à 300 TWh, c'est-à-dire près de 40% par rapport à la consommation actuelle, grâce à des actions d'efficacité énergétique. Les scénarii 100% énergies renouvelables permettraient d'éviter les émissions directes d'environ 63 Mt CO₂ par an, avec des coûts variant de 105 à 153 €/MWh. Bien que démontrant la possibilité technique de ce mix, cette étude soulève des interrogations sur le plan économique. L'augmentation du coût du gaz que ces scénarii impliquent pèserait en effet sur le pouvoir d'achat des particuliers et la compétitivité de l'industrie.

À retenir

Le sens de l'efficacité énergétique a évolué.

Les gaz renouvelables sont nécessaires pour un mix énergétique renouvelable.

Leur généralisation dépendra de leur compétitivité.

Les gaz renouvelables : un tour d'horizon

De quoi parle-t-on exactement lorsque le terme de gaz renouvelable est évoqué ? Pour le non spécialiste, la navigation peut vite devenir difficile entre le jargon technique et les différents procédés de production. Un tour d'horizon s'impose afin d'éclaircir cette chimie énergétique.

De quoi parle-t-on ?

Si le biogaz et la méthanisation sont au cœur de l'actualité, l'univers des gaz renouvelables est loin d'y être réduit.

Lorsque l'on parle de gaz renouvelables, le point de référence est le gaz naturel, que l'on utilise quotidiennement et massivement comme source d'énergie. Ce gaz est constitué principalement de méthane (CH_4 en langage chimique) et provient d'un processus de transformation de la matière organique sur plusieurs millions d'années.

Le gaz renouvelable est la production de gaz à partir de ressources renouvelables. Ces ressources renouvelables proviennent principalement de déchets organiques (animaux et végétaux) que l'on nomme biomasse. Tous les gaz renouvelables ont un point commun, ils peuvent être transformés en un gaz similaire au gaz naturel (c'est-à-dire avec 97% minimum de CH_4). Cette transformation est cependant réalisée à partir d'un gaz brut dont la composition est très variable suivant le procédé utilisé.

Biogaz, gaz de synthèse et biométhane

Le biogaz est issu de la méthanisation. Selon la biomasse utilisée⁶, sa composition peut varier de 50% à 70% de CH_4 , le reste étant principalement du CO_2 et, en proportion beaucoup moins importante, de l'eau (H_2O) et des impuretés. Après un procédé d'épuration, le biogaz peut être transformé en biométhane, ce dernier étant de qualité similaire au gaz naturel. Le gaz de synthèse (ou syngas) quant à lui est issu des procédés de pyrogazéification. Les gaz recherchés sont le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H_2) mais sa composition est très variable selon les déchets et les procédés utilisés, notamment en termes de dioxyde de carbone, de méthane et d'azote (N_2).

La transformation du syngas en biométhane (CH_4) repose sur un procédé que l'on nomme méthanation (à ne pas confondre avec méthanisation). Techniquement, ce procédé repose sur une réaction entre l'hydrogène et le CO_2 . Notons que si l'origine des matières entrantes n'est pas renouvelable, il sera appelé méthane de synthèse plutôt que biométhane.

Enfin, le *power to gas* permet de convertir et stocker l'électricité sous forme de gaz, plus spécifiquement de l'hydrogène ou du méthane (via la méthanation).

Des procédés complémentaires

S'il est toujours possible d'obtenir un gaz équivalent au gaz naturel, ces procédés sont en réalité bien plus complémentaires que concurrents. Pour mieux comprendre cette complémentarité, nous pouvons comparer leurs spécificités.

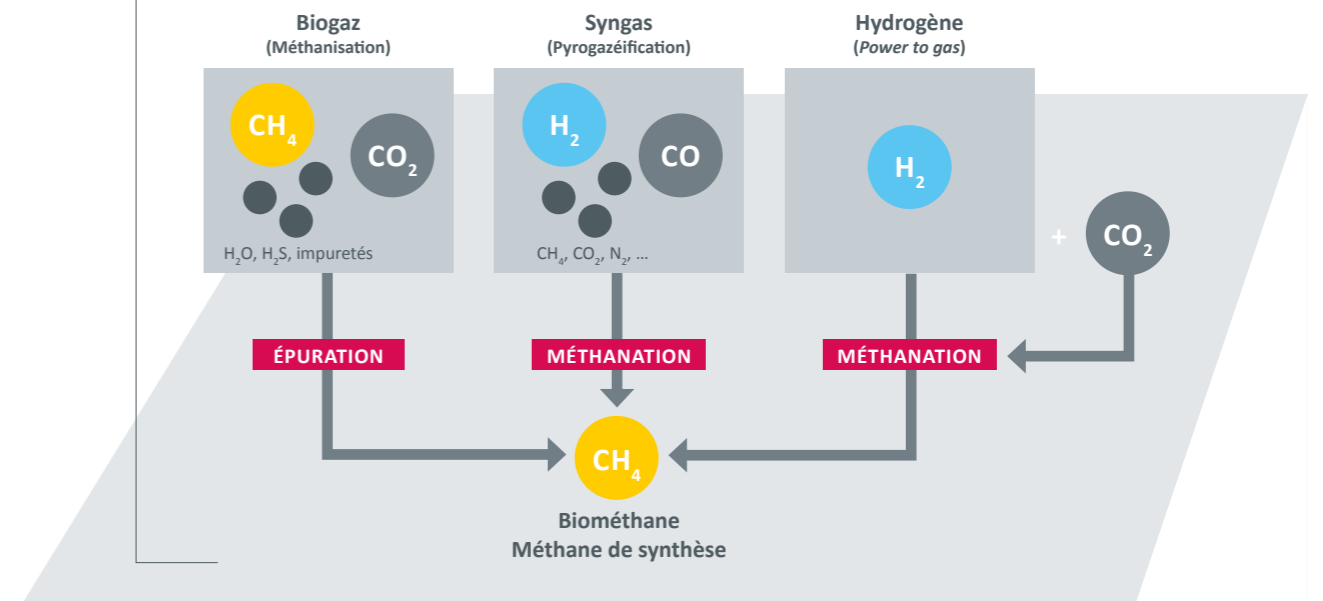
La méthanisation repose sur une décomposition de la matière organique par des bactéries dans un environnement privé d'oxygène (processus dit anaérobie). En conséquence, la biomasse pouvant être fermentée est ciblée.

Le procédé de pyrogazéification quant à lui est basé sur une décomposition de la matière par une forte augmentation de sa température en défaut d'oxygène (processus thermochimique). Ainsi, les déchets à privilégier sont ceux permettant la combustion comme les combustibles solides de récupération (CSR).

Enfin, le *power to gas* utilise le principe de l'électrolyse de l'eau afin de produire et stocker de l'hydrogène. Ici, la biomasse n'est pas utilisée, l'eau et l'électricité étant les seuls produits d'entrée.

Ainsi, s'il s'agit dans tous les cas de décomposer la matière, **les matières entrantes seront différentes et par conséquent non concurrentielles**. De plus, des synergies sont possibles, le CO_2 du biogaz pouvant être utilisé pour les procédés de méthanation.

Trois procédés de production



Process	Définition	Biomasse à privilégier	Equipements	Valorisation
Méthanisation	Production de biogaz par dégradation anaérobie (en l'absence d'oxygène) de la matière organique.	Biomasse pouvant rentrer en fermentation (agricoles, agro-industriels et de collectivités) et cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)	Méthaniseur	Cogénération, injection, chaleur, combustible, carburant
Pyrogazéification	Décomposition de la matière en gaz de synthèse par une augmentation importante de leur température.	Résidus de biomasses ou autres intrants secs non renouvelables	Pyrogazéifieur	Cogénération, injection, chaleur, combustible (solide, liquide, gazeux), carburant
Power to gas	Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.	Electricité renouvelable, eau	Electrolyseur	Electricité, combustible, injection, processus industriel, carburant

Une question de biomasse et de valorisation

Nous venons de le voir, la production des gaz renouvelables peut être différenciée selon la source de biomasse dont elle dépend et son processus de transformation. En complément, un dernier facteur de différenciation mérite également d'être cité.

En effet, **les gaz renouvelables peuvent être distingués selon la valorisation énergétique qui en résulte** : le biogaz et le syngas en moteur de combustion interne pour la cogénération et les besoins internes, l'hydrogène en carburant ou intrant de processus industriels, le biométhane en injection dans le réseau gazier ou en gaz porté, etc.

Emissions de GES et gaz renouvelables

Nous l'avons vu, le gaz renouvelable (comme le gaz naturel) est composé de méthane, dont le pouvoir à effet de serre est bien plus important que le CO_2 . Heureusement, lorsque le gaz est brûlé, il libère du CO_2 et non du CH_4 .

En revanche, son extraction est tout autre à cause des fuites de méthane des puits forés. Seulement 3% de pertes impliquerait en effet une pollution plus importante que le charbon⁷.

Qu'en est-il du bilan carbone du gaz renouvelable ? L'argument principal tient du fait que la quantité de gaz carbonique libérée est celle qui aurait dans tous les cas été libérée par la biomasse lors de sa décomposition. En théorie, le bilan carbone est donc neutre. Néanmoins, les fuites de méthane peuvent aussi toucher les unités de méthanisation.

En outre, ce bilan carbone doit être appréhendé globalement, selon une analyse par cycle de vie (ACV).

Si aujourd'hui les données doivent encore être approfondies, une étude commanditée par GrDF a estimé la réduction à 188 g de CO_2 eq par kWh. Pour comparaison, le gaz naturel émet environ 400 g de CO_2 par kWh. Pour une production de 4 TWh, les gains de GES totaux en 2020 seraient de l'ordre de 751 kT de CO_2 eq.

À retenir

Il existe **trois principaux procédés** de production de gaz renouvelables.

Tous permettent la production de **biométhane**.

Ils sont **d'avantage complémentaires** que concurrents par l'usage de produits d'entrée différents.

⁶ En méthanisation, le terme technique pour désigner la matière entrante est « substrat ».
⁷ <https://www.pnas.org/content/pnas/109/17/6435.full.pdf>

La méthanisation : état des lieux

La méthanisation a connu une croissance importante ces dernières années et représente le plus mature des procédés de production du biogaz. Grâce au soutien de l'Etat et une adaptation de la réglementation française, elle est aujourd'hui la principale source de biogaz et biométhane.

Un peu d'histoire

C'est Alessandro VOLTA qui fut le premier, en 1776, à mettre scientifiquement en évidence la relation entre la décomposition des matières organiques des marais et le gaz combustible.

Cependant, c'est seulement un siècle après, en 1859, qu'une première production via un digesteur industriel est réalisée par les Anglais à Matunga en Inde. L'objectif était alors de produire du carburant pour véhicule.

Dès 1896, la méthanisation est utilisée sur les boues d'Exeter en Grande-Bretagne afin d'éclairer les rues de la ville. En France, la méthanisation émerge notamment sur les boues de stations d'épuration (STEP) durant les années 70 mais son essor reste bloqué par des politiques énergétiques défavorables.

En 2008, 90% des installations appartiennent au secteur industriel et à celui de l'épuration urbaine alors que le secteur agricole ne compte que 12 installations récentes.

Croissance actuelle

Ce n'est qu'à partir de 2010 et la Loi sur la transition énergétique⁸ que la filière commence réellement à se développer. En 2011, l'autorisation d'injecter le biométhane dans le réseau gazier (distribution et transport) apporte également un nouvel élan de croissance.

L'année 2011 est centrale. Depuis, le rythme de construction est de 50 à 70 nouvelles installations par an. Bien qu'inférieure aux cent installations annuelles prévues, l'augmentation est élevée et soutenue.

Aujourd'hui, c'est la méthanisation agricole qui tire la croissance. Les projets de méthanisation à la ferme et territoriale comptent ensemble 685 unités pour une production de 1800 GWh⁹.

De la cogénération à l'injection

Initialement centrée sur une valorisation par cogénération, la tendance est depuis 2-3 ans à l'injection. En effet, à partir de 2016 les quantités de biométhane injectées dans les réseaux français ont quasiment doublé chaque année, dépassant en 2018 le seuil symbolique de 1 TWh de capacité maximale annuelle d'injection pour atteindre 1,2 TWh fin 2018 (76 unités)¹⁰.

L'année 2018 confirme pleinement la dynamique de la filière biométhane avec la mise en service de 12 nouveaux sites en France et surtout 300 projets inscrits dans le registre de gestion des capacités. Ainsi, le cumul à fin décembre 2018 représente l'équivalent de 14 TWh de capacités réservées (la consommation de gaz naturel étant d'environ 400 TWh).

Un contexte favorable

Cette dynamique en faveur de l'injection est le fruit d'éléments favorables ayant récemment convergé. Tout d'abord, un élan d'investissement et de collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière a été observé, notamment via le groupe de travail « injection biométhane » piloté par l'ADEME et GrDF.

Du point de vue réglementaire, le contexte est également favorable depuis 2011 avec la mise en place des tarifs de rachat du biométhane. En 2018, deux mesures viennent renforcer la situation :

- Le soutien à la transportation du biométhane (dit biométhane porté), afin de faciliter l'injection depuis des sites distants des réseaux ;
- L'instauration du principe du droit à l'injection, afin de faciliter le raccordement des installations au réseau gazier.

Enfin, le mécanisme des garanties d'origines permet de décorrérer la production de biométhane de son usage et ainsi de se libérer de son caractère fortement local. Avec les annonces récentes du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le contexte pourrait cependant encore évoluer (cf. section suivante).



Une production protéiforme

Les projets de méthanisation peuvent apparaître sous différentes typologies, constituant une filière véritablement protéiforme. Ils peuvent notamment être distingués selon la typologie du porteur, les produits d'entrée utilisés (appelés intrants) et le secteur de déploiement. Actuellement six types d'installation coexistent :

- Industrielle ;
- Agricole, à la ferme ;
- Agricole, territoriale ou collective ;
- En station d'épuration (collectivité et industrie) ;
- Dans les Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND) ;
- En traitement mécano-biologique (TMB) des ordures ménagères.

Chacune de ces typologies ont des caractéristiques et niveaux d'efficacité propres. **Les plus représentées aujourd'hui sont la méthanisation à la ferme et la méthanisation territoriale.**

Substrat, rendements et digestat

Le débit de biogaz produit par un substrat est conditionné par sa capacité à produire du méthane, **que l'on nomme pouvoir méthanogène**. Par exemple, les graisses et les résidus de culture sont fortement méthanogènes alors que les lisiers le sont beaucoup moins¹². Cependant, une alimentation composée uniquement de graisse ne permettrait pas un bon équilibre des bactéries. L'objectif est ainsi d'aboutir à un mélange, traduit en une « recette », qui constituera la ration du digesteur.

En parallèle du biogaz, la méthanisation produit également un résidu appelé digestat. Celui-ci pourra être utilisé comme un fertilisant soit de manière directe suivant ce que l'on appelle un plan d'épandage, soit par une commercialisation. Sa qualité et les besoins d'homologation pour sa commercialisation dépendront des substrats incorporés.

Les principaux procédés

Les rendements dépendent également des procédés utilisés. Aujourd'hui, il existe principalement trois grandes familles de techniques :

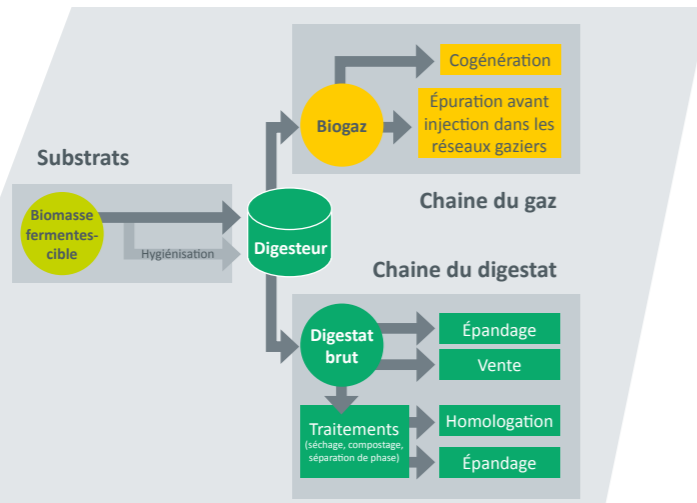
- En milieu liquide,
- En milieu solide/pâteux, à forte teneur en matières sèches.
- Des procédés spécifiques pour le traitement des effluents liquides (UASB, EGSB et lit fixe anaérobie)

La méthanisation en milieu liquide, via des procédés infiniment mélangés domine, du fait de leur simplicité technique. Ils sont ainsi également mieux maîtrisés.

Cependant, la méthanisation en voie sèche (milieu solide/pâteux) est la plus prometteuse pour les déchets agricoles et péri-urbains. Ses avantages incluent des tailles de réacteurs réduites, une consommation d'eau plus faible et une quantité de digestat réduite. Ce procédé n'est malheureusement pas encore mature, certains verrous technologiques devant encore être levés.

⁸ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>
⁹ Panorama du gaz renouvelable en 2018
¹⁰ Panorama du gaz renouvelable en 2018
¹¹ Le substrat est le terme technique utilisé en méthanisation pour la biomasse entrante.
¹² La méthanisation à la ferme, ADEME, AILE, Solagro, TRAME

La méthanisation et ses voies de valorisation



Un modèle à la française

Si la croissance de la France est relativement tardive comparée aux pays européens les plus avancés (Allemagne, Italie, Danemark, Pays-Bas, Suède), elle a su tirer parti d'un modèle singulier et prometteur.

Rappelons que le soutien de la filière par les Etats est un élément essentiel. En revanche la forme et la cible du soutien varient. L'Allemagne, championne européenne du biogaz, a développé sa filière grâce à des tarifs de rachat sur l'électricité renouvelable et surtout des bonus sur l'usage de cultures destinées à une valorisation énergétique (appelées les « cultures énergétiques »). C'est également le cas pour l'Italie dont le modèle est basé sur la cogénération et les cultures énergétiques.

La Suède de son côté a plutôt misé sur le biométhane alors que le Danemark, après un développement initial en cogénération, a soutenu l'injection à partir de 2014.

Le modèle français se différencie sur ces deux aspects, un soutien fort à l'injection de biométhane dans le réseau et la valorisation des déchets plutôt que l'usage de cultures énergétiques.

La France est ainsi aujourd'hui le troisième pays européen, derrière l'Allemagne et le Danemark, en termes de capacité d'injection et il existe un véritable potentiel pour le développement vertueux de l'économie circulaire.

À retenir

La filière méthanisation est en **pleine croissance**.
C'est une filière **protéiforme**.
Le modèle à la française favorise **l'injection** de biométhane dans le réseau et **l'usage des déchets**.

Les principaux procédés de méthanisation illustrés

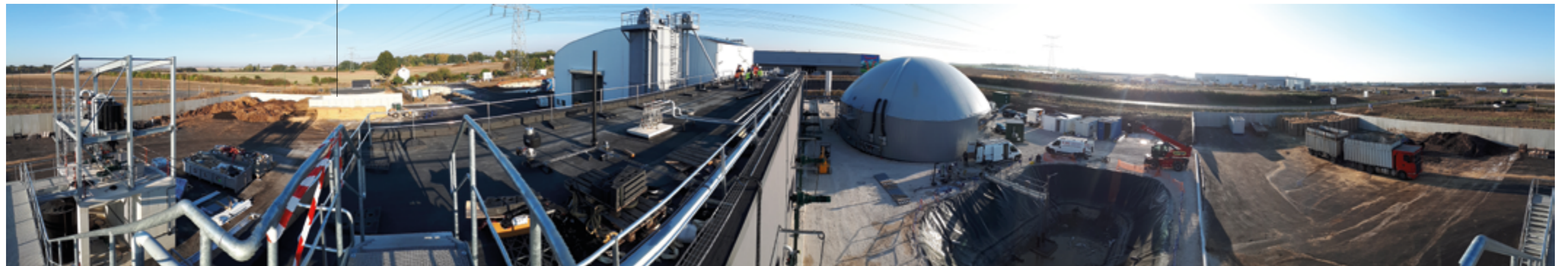
Utilities Performance a participé et participe à des projets de méthanisation impliquant tous types de procédés, aussi bien en milieu industriel qu'agricole. Deux projets exemplaires permettent d'illustrer cette diversité :

*Le projet **Beauce Gâtinais Biogaz (BGB)**¹³, porté de longue date par la coopérative Agricole de Pithiviers, a pour objectif de valoriser les déchets organiques du territoire : déchets issus de céréales, autres déchets de l'agronomie locale et fumiers équin. Utilities Performance a été choisi par le maître d'ouvrage Beauce Gâtinais Biogaz pour les assister en tant que maître d'œuvre dans la réalisation complète de cette unité de méthanisation.*

Inaugurée en novembre 2018 à Escrennes (Loiret), l'unité de méthanisation de BGB est basée sur un procédé de méthanisation en voie pâteuse. L'installation, qui a commencé sa production cet automne, est pleinement opérationnelle depuis janvier 2019 et produira chaque année 23 GW/h de biométhane injecté dans le réseau et permettra de valoriser l'énergie de 25 000 t/an de sous-produits organiques. Le digestat obtenu produira également plus de 20 000 tonnes d'engrais organiques mis à la disposition des agriculteurs de la coopérative Agropithiviers.

*La société **Altho** souhaitait valoriser sous forme d'énergie les déchets de production de son usine de chips. Ces déchets étaient constitués de pelures de pommes de terre, de pommes de terre déclassées et de boues d'épuration. L'entreprise, désireuse de produire autant d'énergie verte qu'elle en consomme, a ainsi créé l'entreprise **SOBER** afin de travailler sur la valorisation des déchets d'Altho. Utilities Performance est intervenu pour réaliser une étude de faisabilité puis la maîtrise d'œuvre complète de l'unité de méthanisation.*

Cette unité de méthanisation, mise en service en novembre 2018, permet de valoriser 21 900 t/an de sous-produits organiques. La technologie retenue est celle dite « infiniment mélangée », en voie liquide. L'unité est composée d'un digesteur de 3 900 m³ et d'un post-digesteur d'un volume identique. Le biogaz produit est traité par épuration membranaire afin d'obtenir un biométhane qui est injecté sur le réseau à un débit de 190 Nm³/h. Le digestat est quant à lui valorisé en épandage.



¹³ Présentation vidéo du projet : <https://youtu.be/wmKoiA9Cw4k>

Le défi économique de la filière méthanisation

Le développement de la filière méthanisation repose sur un défi majeur, la baisse du coût de production et la rentabilité des installations. Ce défi économique ayant été clairement évoqué par les annonces récentes du projet de programmation pluriannuelle, quels sont aujourd'hui les leviers d'actions possibles ?

Défis à venir

Communiqués début 2019, les nouveaux objectifs de part du biogaz dans la consommation de gaz naturel annoncés par le projet de programmation pluriannuelle (PPE) sont étonnamment revus à la baisse. Alors que les ambitions de la Loi de transition Énergétique pour la croissance Verte étaient de 10% et celles de la filière de 30%, la PPE annonce en effet un objectif de 7% de part de biogaz dans le gaz naturel.

Ces nouveaux objectifs correspondent à 6 TWh de biogaz d'ici 2023, sachant que les projets déjà enregistrés en file d'attente totalisent 14 TWh/an. Cette baisse d'objectifs s'accompagne en plus d'une baisse drastique du coût de production, avec une cible à 67€/MWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) pour 2023 et 60€/MWh PCS pour 2028. Ces cibles constitueront les référentiels des tarifs de rachat pour les projets sur appel d'offres, menaçant ainsi la croissance à venir.

À la suite de ces annonces, la filière a proposé un certain nombre d'axes permettant d'infléchir les objectifs de la PPE, ciblant notamment une baisse progressive des prix et la standardisation et le passage à l'échelle comme des conditions nécessaires.

Structure des coûts

Afin de mieux comprendre les enjeux de baisse des coûts, il est nécessaire d'en comprendre la structure.

Les coûts d'une installation de méthanisation se répartissent sur l'ensemble du processus, depuis la gestion des substrats jusqu'à l'injection. **Nous retrouvons ainsi cinq principaux postes de coût** : la gestion des substrats, le processus de méthanisation en tant que tel, la gestion des digestats, l'épuration et l'injection. Dans le cas d'une valorisation par cogénération, l'épuration et l'injection sont remplacées par le système de cogénération. À cela s'ajoutent les coûts liés au génie civil, au raccordement électrique (haute tension ou basse tension), les frais d'études (faisabilité, technique, MOE, etc.), administratifs et financiers.

En termes d'investissement, le méthaniseur constitue généralement le poste le plus important, suivi de l'épurateur. Le génie civil et les VRD (voirie et réseaux divers) sont également des postes importants mais plus variables.

Les coûts de fonctionnement quant à eux se concentrent plutôt sur le processus de méthanisation, l'épurateur et l'injection ou la cogénération.

Modèle économique

Les projets de méthanisation coûtent généralement plusieurs millions d'euros. **Leur rentabilité est indispensable pour la croissance de la filière**. Le recours à des financements externes est ainsi généralement nécessaire.

En termes de revenus, ceux-ci proviennent soit de la revente de biométhane, soit des économies générées par valorisation d'électricité et de chaleur de la cogénération. En parallèle, d'autres sources de revenus proviennent de mécanismes de soutien (prime pour les déchets allant de 5€/MWh à 39€/MWh, aides financières spécifiques) et des potentielles économies réalisées sur d'autres postes de coûts (achat d'engrais, économie d'énergie, etc.).

Le modèle économique des projets agricoles collectifs est plus complexe. Ceux-ci reposent en effet sur l'intégration de la gestion des intrants et du digestat à une échelle territoriale et mutualisée, avec transfert de la gestion des effluents d'élevage vers une structure collective. De plus, les installations d'une taille supérieure à 500 kW (le seuil devrait néanmoins passer à 1 MW) doivent passer par une procédure d'appel d'offres pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération.



Des subventions nécessaires

Un facteur commun de rentabilité se dégage cependant : les subventions.

Dans le cadre actuel, il est en effet impossible d'être rentable sans subvention, aussi bien en cogénération qu'en injection. Caractéristique d'une filière encore en développement, seule une baisse importante des coûts de production (ou une hausse considérable des prix de l'énergie) permettra l'arrêt des subventions.

En fonction de la taille de l'installation, du type d'unité de production et de la nature des déchets valorisés, les producteurs de biométhane bénéficient d'un tarif d'achat compris entre 45 et 125 €/MWh pour une durée de 15 ans, sachant que la moyenne actuelle du coût de production est de 99 €/MWh. Les fournisseurs de gaz bénéficient également d'un mécanisme de compensation pour la réalisation des travaux de raccordement au réseau gazier.

Baisser les coûts

Fin 2018, ENEA Consulting publie une étude montrant qu'à moyen terme (2025-2030), le coût de production sans subvention pour 3 installations types (de 100 Nm³/h à 300 Nm³/h) pourrait être compris entre 65€/MWh (300 Nm³/h) et 85€/MWh alors qu'aujourd'hui il est estimé entre 94€/MWh et 122 €/MWh. Utilities Performance travaille actuellement sur une nouvelle étude concernant des plus grandes installations.

Ils proposent 10 leviers de

compétitivité, dont l'efficacité est étudiée entre le court terme et le moyen terme. Parmi les leviers les plus efficaces à court terme, nous retrouvons le pouvoir méthanogène, la standardisation et la mutualisation et la valorisation du biogaz. À moyen terme, le coût et la structure de financement, le pouvoir méthanogène et la maintenance sont les trois leviers identifiés comme les plus efficaces. Ces estimations tranchent cependant avec les objectifs de la PPE, qui visent les mêmes résultats à l'horizon 2023. Les efforts demandés sont donc substantiels.

Les marges de manœuvre

Si le passage à l'échelle, la mutualisation et la standardisation sont des conditions nécessaires pour faire baisser les coûts, la méthanisation est souvent régie par des spécificités contextuelles. Les limites dans les marges de manœuvres doivent ainsi être prises en compte.

L'Allemagne par exemple a pu baser une partie de cette standardisation sur les cultures énergétiques. Les CIVE (culture intermédiaire à vocation énergétique) ont un potentiel de standardisation qui dépendra de la capacité à irriguer pour obtenir de bons rendements.

En France, c'est une structuration de la filière d'approvisionnement des déchets et l'élargissement des gisements qui permettra un passage à l'échelle. La variété et la distance des gisements



est en effet un facteur limitant, tenant compte en outre de la densité agricole française moins importante qu'en Allemagne ou en Hollande.

De réels gains se situent néanmoins au niveau des substrats et du digestat. La structuration de la filière des déchets et l'optimisation de l'exploitation des gisements, l'optimisation des recettes et la valorisation du digestat sont autant d'axes à fort potentiel de gains.



Professionnaliser la filière

La standardisation et la baisse des coûts passeront par une professionnalisation de la filière. C'est une des clés pour rassurer les investisseurs dans un contexte d'investissements souvent lourds et d'un retour sur investissements de long terme. Ainsi, deux projets de labélisation ont récemment vu le jour : Certimétha® et Qualimétha®. Le premier est un projet d'infrastructure R&D mutualisée qui va permettre de tester et certifier des matériels et procédés, former les professionnels et finaliser les programmes de recherche appliquée, privés ou publics.

Le label Qualimétha® porté par le Club Biogaz permettra quant à lui de garantir un niveau de qualité des installations, en capitalisant les bonnes pratiques de conception et de construction. En parallèle, le Club Biogaz travaille également sur les normes ISO, axe important de standardisation.

La formation est également un axe fort de professionnalisation. À la rentrée 2019, un nouveau Certificat de Spécialisation (CS) devrait rejoindre les diplômes proposés par l'enseignement agricole.

Professionnaliser la filière c'est également une démarche qualité soutenue par tous les acteurs de la filière et sur toute la durée de vie de l'installation. L'accompagnement des projets client par des prestataires (sur différents critères biologiques, multi-techniques) contribue de fait à cette démarche qualité et d'efficience des installations.

Suivi et amélioration continue

Maintenir l'équilibre du digesteur est un élément clé pour optimiser le débit en biogaz. Il s'agit d'apporter au digesteur une alimentation stable et équilibrée et des conditions optimales de dégradation. La montée en charge, plus délicate, doit être particulièrement surveillée, l'un des risques les plus fréquents étant une acidité accrue (acidose).

Les outils de monitoring sont ici indispensables afin de suivre des indicateurs clés : température, pH, débit, composition du biogaz. L'évolution

du numérique permet aujourd'hui de mettre en place des solutions efficaces et non intrusives à des coûts maîtrisés (même pour les petites installations). Le *data mining* et l'intelligence artificielle participent en outre à une maintenance optimisée et une amélioration continue de la performance des installations. Dans cette perspective, des mesures de performance énergétique et de rendement de l'installation gagnent à être mises en place.

À retenir

La méthanisation fait face à un important défi économique.

Sans une baisse importante de ses coûts, sa croissance risque d'être freinée.

La professionnalisation de la filière, la standardisation et le passage à l'échelle sont des facteurs clés.

La maîtrise d'œuvre et l'assistance à l'exploitation, des facteurs clés pour sécuriser son projet de méthanisation

La réussite et la pérennité d'un projet de méthanisation sont basées sur la sécurisation de l'ensemble de ses paramètres clés. Cela demande de multiples expertises et dépend de la qualité de la maîtrise d'œuvre et l'assistance à l'exploitation. Plus spécifiquement, il s'agit d'assurer :

- **La sécurisation technique** : par l'analyse des scénarii envisageables et l'anticipation des évolutions, l'étude des choix techniques, la définition du périmètre, la rédaction du cahier des charges, l'analyse des offres et l'allotissement des équipements et procédés afin d'en obtenir le juste prix.
- **La sécurisation financière, contractuelle et administrative**, par le bon montage financier et juridique et la rédaction des garanties de performance dont la production de biométhane, la consommation énergétique du site, la pérennité des installations et les délais.
- **La sécurisation du gisement** : par la réalisation d'une étude, l'anticipation des évolutions et la mutualisation de gisements intrants variés (ex : agriculteur qui part à la retraite, saisonnalités, etc). C'est un enjeu crucial car une non garantie des gisements aboutira à l'échec du projet.
- **La sécurisation du digestat** : le digestat doit être à un coût le plus faible possible, voire devenir une recette. Les modèles d'affaires autour des matières pouvant évoluer, il est essentiel d'en sécuriser le volume et le prix. Un bon conditionnement des digestats et une définition des modalités de stockage et d'épandage sont également nécessaires.
- **La sécurisation des délais** : la durée moyenne d'un projet est de trois à quatre ans et maintenir de bons délais demande une gestion efficace du projet. Elle passe par une bonne maîtrise des interfaces entre les organisations et une fluidification des actions depuis l'étude de faisabilité, jusqu'au dossier d'exploitation. Une mise en parallèle des actions permet d'optimiser les délais d'attente (permis de construire, délai d'instruction du dossier, etc.). Le recours à des ingénieristes permet de garantir et d'optimiser ces délais.
- **Le suivi d'exploitation et l'amélioration continue** : par la mise en place d'un plan de mesure et de suivi des indicateurs de performance mais également par la maintenance de l'installation (suivi biologique, performance, disponibilité).

Le point de vue de Marc Schlienger, Délégué Général du Club Biogaz

Depuis quelques années, la France connaît une importante croissance des installations de méthanisation. Quelles sont aujourd'hui les tendances et caractéristiques des projets de la filière ?



Il y a effectivement une croissance des installations de méthanisation. Cette croissance des installations de méthanisation, elle est portée d'abord par la cogénération biogaz qui est le socle de l'activité de nos adhérents et en

particulier des grands bureaux d'études et des constructeurs. Ce socle se porte toujours très bien avec une croissance des activités et une relative croissance de la taille des installations, autour de 150-250 kWe aujourd'hui. Après, il y a l'injection. Jusqu'à l'année dernière il y avait 80% de cogénération et 20% d'injection et là, nous sommes en train de basculer sur l'inverse. Nous passons à un autre paradigme où c'est l'injection du biométhane qui va tirer la filière.

Ce que nous observons aussi aujourd'hui, c'est le fort démarrage des installations territoriales de méthanisation, qui maintenant arrivent à être dans des logiques de série ayant tendance à faire augmenter les capacités de la filière. C'est à dire que nous retrouvons les mêmes usines à 50 - 100 kilomètres de distance en fonction des gisements, avec les mêmes dimensions, les mêmes maîtres d'œuvre, les mêmes bureaux d'études et les mêmes constructeurs. Nous n'oublions pas non plus les stations d'épuration qui battent records sur records en termes de capacité d'injection. De mémoire une station d'épuration à 1 200 nm³/h vient de démarrer.



Quelles influences les annonces récentes du projet PPE peuvent-elles avoir sur ces tendances ?

La PPE c'est d'abord une baisse de la consommation de gaz naturel. Cette baisse de consommation de gaz naturel est très hypothétique parce que qui dit baisse de consommation de gaz naturel dit rénovation de l'habitat existant et dit aussi quelque part, remplacement par la filière biomasse-chaaleur d'une partie de la consommation de gaz naturel. Ce n'est pas si facile que ça. Donc la PPE part d'une base, la baisse de la consommation de gaz naturel, et dans cette baisse on a potentiellement 10 % de biométhane injecté qui représentent entre 30 et 40 TWh/an. Aujourd'hui nous sommes à 1,2 TWh/an donc nous avons quelque chose de super sympa à faire, mais il va falloir le faire en faisant baisser les coûts de la filière.

Pourquoi faut-il faire baisser les coûts de la filière ? Parce que la PPE est aussi un cadre financier sur les aides apportées par l'Etat à la filière injection de biométhane et cogénération. C'est extrêmement borné par le fait qu'après la crise de l'hiver dernier, la taxe carbone a été plafonnée sur les carburants mais aussi sur le gaz naturel. Donc une PPE « avec moins de sous », cela veut dire des installations de plus grande taille. On peut penser que l'installation territoriale de 250-260 nm³/h permettant des intrants diversifiés deviendra la référence pour des business plans rentables.

Justement, pour faire baisser les coûts, quels sont les grands axes de développement à privilégier ?

Le premier axe de développement de la baisse des coûts c'est l'augmentations de taille. Je rappelle d'ailleurs toujours qu'aujourd'hui quand nous sommes au-delà de 300 nm³/h, nous sommes déjà dans les objectifs qui nous sont donnés de baisse des coûts. C'est en dessous que se posent les questions. Aujourd'hui le prix d'achat de l'énergie au MWh de méthane est au niveau des coûts. En revanche, les primes rajoutées au prix du kWh pour le traitement des effluents agricoles et des effluents domestiques ne correspondent pas à la dimension énergétique du biométhane. Elles correspondent à un certain nombre de politiques sectorielles liées à l'agriculture, à la collecte des déchets ou aux eaux usées en station d'épuration. De notre point de vue, les politiques sectorielles doivent reposer sur autre chose que sur le prix de l'énergie, sinon c'est trop facile. Donc les grands axes de développement à privilégier sont la standardisation, l'augmentation des capacités et puis les politiques sectorielles payées par ceux qui bénéficient des politiques sectorielles.



Au-delà de la baisse des coûts, la rentabilité est également un enjeu crucial. Quels sont aujourd'hui et à l'avenir les facteurs de rentabilité ?

Nous avons pu observer qu'aujourd'hui l'investissement représente au maximum 30 % du prix de revient des installations de méthanisation (en équivalent euros par MWh). C'est à dire que même si vous faites miraculeusement baisser de 20% le coût des installations, ça ne fera baisser de 20% que les 30%, donc vous gagnerez 6%. Ce n'est pas sur l'investissement que l'on va permettre d'avoir plus de compétitivité. Alors comment faire pour obtenir ces fameux 30% (de la PPE) ? La vraie question, c'est celle évidemment de ce qui rentre et de ce qui sort, et cela dépend des typologies de méthanisation. Quand il y a des installations qui traitent des déchets ménagers ou des eaux usées, elles reçoivent de toutes façons différentes redevances ou rémunérations pour le traitement de ces déchets. Par contre, ces rémunérations, elles ne remontent pas dans les business plans des usines de méthanisation. Il faudra donc qu'on les récupère. Pour les installations agricoles c'est un petit peu différent puisqu'aujourd'hui, c'est en gros un échange. C'est à dire que les agriculteurs qui sont partie prenante d'un projet amènent les lisiers et fumiers et récupèrent le digestat. Les digestats vont être plus ou moins valorisés mais ce qui va surtout être valorisé, c'est l'économie d'engrais. Pour les intrants, certes il y a des acteurs qui vont payer la méthanisation agricole pour certains traitements mais ce sera extrêmement rare. Il y a un troisième coproduit, qui va être déterminant pour moi, c'est le gaz carbonique. La question est de savoir comment exploiter cette ressource et qu'elle sera la valeur de ce gaz carbonique dans le futur.

Le club BIOGAZ a annoncé le nouveau label Qualiméthà®, quels sont ses objectifs ?

L'objectif c'est d'avoir une éco-conditionnalité, c'est à dire que l'ADEME intègre le label dans les éco-conditionnalités pour obtenir les subventions. Le label Qualiméthà® n'est pas fait pour exclure des membres de la filière, il est au contraire inclusif. Il sert à rassurer les banquiers sur le fait que tout le monde a cette démarche qualité, qui repose sur plusieurs dizaines de critères, afin de gagner ce 1% à 1,5 % de taux d'intérêt que nous payons actuellement en plus par rapport à de l'éolien. C'est ça le véritable objectif. C'est aider la filière à ce qu'elle gagne en assurance par rapport aux banques et que les audits bancaires deviennent moins chers.



Existe-t-il aujourd'hui il des axes de synergies entre les différentes filières gaz renouvelables ?

Il y a des schémas qui sont développés où on récupère le gaz carbonique d'une installation de méthanisation pour l'injecter dans un système de *power to gas* et faire de la méthanation derrière. Je pense que nous allons avoir des premières plateformes bientôt mais les synergies elles sont là, parce que le gaz carbonique il va falloir le valoriser. Après il y a des synergies au niveau européen. L'European Biogas Association (EBA), dont nous sommes fondateurs, est mixte : elle fait la méthanisation et les syngas. J'ai recruté en janvier Alice L'Hostis qui termine sa thèse à l'école des mines de Paris à Palaiseau, sur le gaz carbonique d'ailleurs, et qui développe le Centre Technique national du Biogaz et de la Méthanisation (CTBM). Elle est ouverte à 180° sur la R&D. Il y a une synergie sur la R&D c'est évident.



Les nouvelles générations de gaz renouvelables

La pyrogazéification et le *power to gas* (P2G) sont les deux procédés complémentaires de la méthanisation permettant d'envisager un mix gaz 100% renouvelables et une solution au besoin de stockage et de flexibilité des énergies intermittentes. Ces technologies sont cependant encore à des stades préindustriels, voire de R&D, et la réglementation doit encore évoluer pour s'y adapter.



Procédés modernes

La pyrogazéification est un procédé de traitement thermique de matières carbonées (biomasse et/ou déchet) relativement sèches et à haute température. Il est constitué d'une étape de pyrolyse et d'une étape de gazéification.

Contrairement aux procédés de première génération dont la gazéification et la valorisation (sous forme de chaleur) étaient indissociables, les procédés actuels, dits de deuxième génération, sont caractérisés par une séparation technique de la production et la valorisation. L'étape de pyrolyse, réalisée en l'absence d'oxygène à des températures comprises entre 350°C à 650°C permet d'aboutir à la production d'un gaz combustible, d'un liquide huileux et d'un sous-produit appelé « coke » ou « char ».

La gazéification, réalisée à des températures comprises généralement entre 900°C et 1200°C et avec l'injection d'une faible quantité d'oxygène, permet de transformer les produits de pyrolyse en gaz de synthèse (ou syngas).



En plus de séparer production et valorisation, la modernisation des procédés de pyrogazéification apporte des rendements améliorés et une production nettement moins polluante. Parmi les améliorations techniques notables, nous pouvons citer une alimentation en continu du réacteur et l'introduction d'un catalyseur dans le processus de réaction.





Usages concurrentiels...

La gazéification se pose aujourd'hui en concurrente de l'incinération. Elle offre plusieurs avantages :

- Une valorisation des déchets en gaz de synthèse et carburant ;
- Un volume de fumée nettement inférieur et un meilleur contrôle des polluants émis à la cheminée ;
- La valorisation des combustibles solides de récupération (CSR) ;
- La conversion du *syngas* en biométhane, méthane de synthèse ou encore diesel de synthèse ;
- Une valorisation via un moteur à combustion interne plutôt qu'une turbine à vapeur.
- La capacité de stocker le gaz ou le combustible produit.

Néanmoins, pour se substituer à des usages plus traditionnels du gaz naturel, la gazéification doit encore gagner en compétitivité.

...et potentiels

La pyrogazéification offre un potentiel significatif de valorisation pour la biomasse difficilement méthanisable ou les déchets non recyclables. Résidus de bois, de noyaux, de pailles, de déchets de palette, de pneus usagés, de films plastiques, de gobelets, de pailles alimentaires sont autant de déchets exploitables.

Dans l'étude de l'ADEME un *mix* 100% gaz renouvelables, le potentiel de la pyrogazéification, selon les scénarii, est compris entre 15% (40 TWh) et 40% (148 TWh) du potentiel global. Une autre étude menée par GRDF en 2013, conclut à un potentiel technique de production de biométhane via gazéification variant de 150 à 250 TWh/an sur la période 2030 – 2050.

Du gaz pour stocker l'électricité

A côté de la pyrogazéification, le *power to gas* (P2G) est une autre solution nouvelle génération très prometteuse dans le cadre du stockage de l'électricité excédentaire et la gestion d'un *mix* énergétique renouvelable.

En effet, dans un contexte *smart grids*, le P2G permettra de relier les réseaux électriques et gaziers via la transformation de l'électricité en gaz et inversement. L'ADEME prévoit une capacité de 1 200 MW à 1 400 MW de P2G qui valoriserait de 2,5 à 3 TWh d'électricité en France en 2030.

Son principe repose sur l'électrolyse de l'eau afin de séparer les molécules d'hydrogène des molécules d'oxygène. Le gaz obtenu peut-être stocké, injecté dans le réseau ou revalorisé en électricité.

Le P2G est divisé en deux sous-ensembles, le *power to H₂* (hydrogène) et le *power to CH₄* (méthane). En effet, la chaîne peut soit s'arrêter juste après l'électrolyse de l'eau et la production d'hydrogène, soit continuer avec un processus de méthanation afin de produire du biométhane. Ce processus de méthanation sera central dans les usages à venir.

Redécouverte de la méthanation

Si la méthanation est connue depuis le début du 19^{ème} siècle grâce à Paul Sabatier, elle a été pendant longtemps restreinte à l'élimination de traces de carbone dans le procédé de synthèse de l'ammoniac. C'est seulement depuis l'émergence du P2G que la méthanation du CO₂ revient sur le devant de la scène. Le retour d'expérience à l'échelle industrielle est ainsi encore très limité.

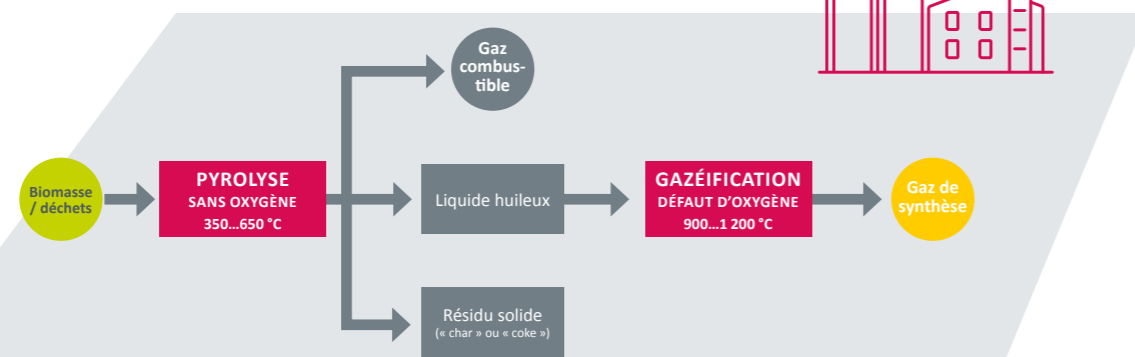
Le processus de méthanation permet de transformer de l'hydrogène en méthane via l'ajout de CO₂. Ce processus se passe au sein d'un réacteur de méthanation comprenant un catalyseur.

La méthanation doit aujourd'hui encore murir, notamment en termes de rendement. L'étape d'électrolyse seule a un rendement moyen de 75% et tombe à 60% PCS pour un procédé *power to CH₄*. Si le gaz est réutilisé pour produire de l'électricité, les rendements sont de l'ordre de 44%.

Les nouveaux procédés d'électrolyse à haute température (SOEC) permettent des rendements de conversion d'hydrogène de 95%. Néanmoins, la technologie est encore au stade du laboratoire.



La pyrogazéification



Un modèle économique à trouver

Si les démonstrateurs P2G et pyrogazéification existants ont pu démontrer leur faisabilité technique, leurs modèles économiques doivent encore être développés.

En effet, aujourd'hui le coût du méthane de synthèse n'est pas compétitif avec les choix alternatifs. Concernant la gazéification, la filière cible un coût de 80 €/MWh en tenant compte d'une compensation de 40 €. Le coût moyen de production est en effet d'environ 120 €/MWh.

Le P2G dans sa version hydrogène se situe autour de 100 €/MWh. En revanche, dans sa version méthane de synthèse, il est encore loin d'être compétitif. Certains industriels travaillent sur des modèles innovants comme l'instauration d'un mécanisme de valorisation du service rendu au réseau électrique en absorbant ses surplus sur le réseau gazier.

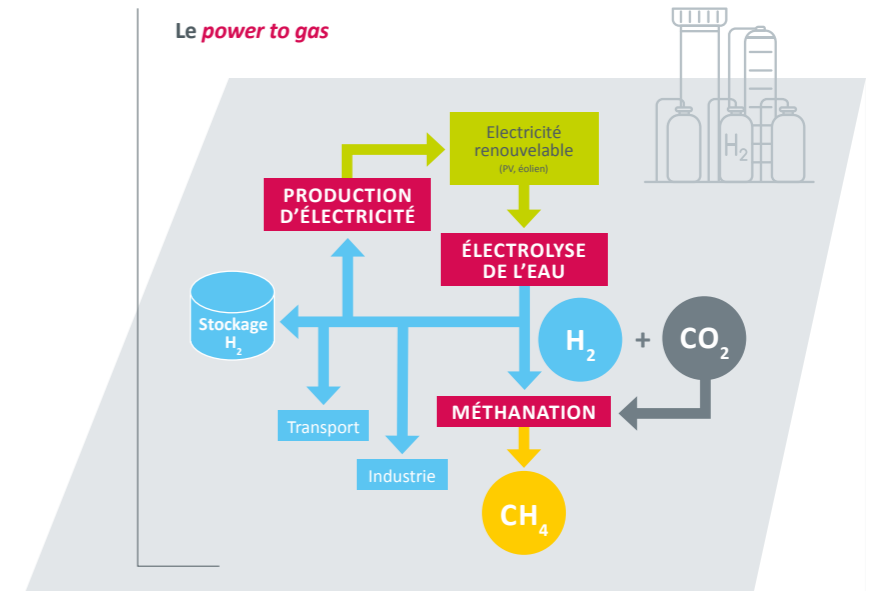
Plus généralement, l'enjeu est de reconnaître le véritable coût de la transition énergétique et de savoir si la société est prête à le supporter.

L'usage de l'hydrogène

Le P2G nous amène au dernier gaz dans sa version renouvelable ayant un potentiel de développement dans les années à venir : l'hydrogène. En juin 2018, sous l'impulsion de Nicolas Hulot, la France s'est dotée d'un plan hydrogène décarboné. L'ADEME a récemment sélectionné les onze premiers projets qui vont recevoir un soutien dans le cadre de son appel à projet « mobilité hydrogène ». En parallèle de cet axe mobilité, la consommation industrielle est également visée avec des objectifs de 10% d'hydrogène décarboné à l'horizon 2023.

Ces deux axes, mobilité et industrie, sont en effet des leviers importants du marché de l'hydrogène. Par exemple, l'hydrogène représente un potentiel important pour le transport lourd et les industries de verrerie et de sidérurgie en sont de grands consommateurs. Néanmoins, il devra composer avec les usages concurrents de l'électricité et du biocarburant.

Le power to gas



Les défis techniques

Au même titre que la méthanisation, les défis à venir pour ces gaz de nouvelle génération concernent pour une bonne part la baisse de leurs coûts de production. Cependant, leur industrialisation n'est pas envisagée avant 2020 pour la pyrogazéification et 2030 pour le P2G.

L'un des axes clés de développement est l'injection dans le réseau gazier. Il est nécessaire pour cela de passer par une phase de méthanation. Aujourd'hui, cette phase nécessite encore des validations technologiques et un certain nombre d'améliorations pour être industrialisée. Le couple intrants – procédés demande également encore des recherches, surtout concernant l'influence des différents composés chimiques au sein des réacteurs et l'influence des facteurs variables comme la température et la vitesse du procédé.

De manière plus générale, ces deux procédés sont encore au stade de démonstrateur, bien que la gazéification soit plus proche de l'industrialisation que le P2G. Ainsi, au-delà des verrous technologiques cités, c'est également une standardisation et le passage à des installations de plus grandes capacités qui doivent être réalisés et maîtrisés afin d'aboutir à des niveaux de coûts compétitifs.

Une réglementation attendue

La construction d'un cadre réglementaire clair est essentielle pour le développement de la filière. Concernant l'injection, il s'agit d'adapter les tarifs de rachat du biométhane au cas d'usage de la pyrogazéification. La capacité d'injection de l'hydrogène est également à clarifier. Si aujourd'hui elle est limitée à 6%, des tests sont en cours pour attendre les 20%.

Les cadres réglementaires européen et français doivent également être en adéquation. D'une part par rapport au système européen de garanties d'origine pour l'hydrogène bas carbone, qui est encore en construction actuellement, et d'autre part sur le statut de la pyrogazéification lorsque celle-ci utilise un déchet comme source d'énergie primaire. En effet l'assimilation actuelle en France des installations de pyrogazéification de 2^{ème} génération à des incinérateurs pose de nombreux freins à son développement (délais d'instruction, valeur limite d'émission en CO, dimensionnement inadapté).

Enfin, l'encadrement de la production et du stockage d'hydrogène est aujourd'hui conçu pour les usages industriels et non pour un usage *smart grid* à grande échelle.



À retenir

Pyrogazéification et power to gas sont des procédés clés pour un **mix énergétique renouvelable**.
Ces procédés ne sont pas encore en **phase industrielle**.
Leur développement doit résoudre **des défis économiques, techniques et réglementaires**.

Gaz renouvelables et performance énergétique globale et durable

Les gaz renouvelables, par leur continuité de production, leur capacité de stockage et leurs possibilités de s'interconnecter avec les réseaux électriques et gaziers, constituent une voie prometteuse pour la réussite d'un mix énergétique renouvelable. Cependant, depuis l'installation jusqu'à l'acceptation sociale, cela demande une approche en termes de performance globale et durable.

La plateforme Innov'Energy de Leroux et Lotz Technologies

Leroux et Lotz Technologies, leader français des technologies de combustion et gazéification de ressources renouvelables, a inauguré en avril 2017 une plateforme de gazéification. Nommée Innov'Energy, cette plateforme multimodale est à la fois une vitrine, un environnement de R&D, une source d'énergie pour le chauffage des bâtiments et un outil de formation interne/externe.

Le gazéifieur est basé sur un réacteur à lit fluidisé bouillonnant (LFB) et circulant (LFC) permettant un fonctionnement soit en combustion, soit en gazéification. Il est nourri par des intrants biomasse et des combustibles solides de récupération (CSR), ces derniers faisant l'objet de travaux de R&D par Leroux et Lotz Technologies quant à leur efficacité dans le processus. En mode gazéification, la température au sein du réacteur de craquage peut monter jusqu'à 1 200°C et un micro-chromatographe permet de réaliser une analyse permanente de la composition des gaz.

Aujourd'hui cette plateforme est pleinement opérationnelle et Leroux et Lotz Technologies continue son implication dans le biogaz avec des expérimentations de méthanation et d'injection de biométhane. L'entreprise est notamment partenaire du projet Jupiter 1000¹⁴, un démonstrateur power to gas situé à Fos Sur Mer.

¹⁴ <https://www.jupiter1000.eu/>



Minerve : un démonstrateur power to gas / méthanation

L'AFUL Chantrerie, qui regroupe plusieurs établissements publics, a vu le jour en 2010 afin de permettre la réalisation d'une chaufferie biomasse de 2,5 MWh thermique et un réseau de chaleur de 3,3 km. Dans le cadre de sa démarche de territoire en transition(s), l'AFUL Chantrerie a récemment mis en service une installation power to gas afin de produire du méthane utilisé comme combustible de synthèse pour les chaudières gaz de la chaufferie et comme carburant des véhicules GNV.



Basée sur 234 kWc de photovoltaïque et 20 kWc d'éolien, l'électricité renouvelable alimente un électrolyseur pour produire de l'hydrogène. Du CO₂, pour le moment en bouteille, y est ensuite adjoint au sein d'un réacteur de méthanation afin de produire du méthane de synthèse.

Ce démonstrateur a permis de collecter des données scientifiques comme l'influence du débit d'hydrogène ou de la richesse en CO₂ sur le processus de méthanation. Aujourd'hui la faisabilité technique est démontrée avec un taux de conversion au sein du réacteur de 85%. Par la suite, il est prévu de joindre une brique de captage de CO₂ dans les fumées de la chaufferie biomasse et d'explorer plus en profondeur le réacteur de méthanation et son catalyseur. En parallèle, le démonstrateur est ouvert à tout programme de R&D dans ce domaine.

Performance énergétique globale

Tout projet énergétique doit s'appréhender de manière globale, aussi bien en termes de production et consommation que d'optimisation. Un projet de gaz renouvelable est d'autant plus concerné par cette approche qu'il implique généralement une coordination de plusieurs acteurs au niveau d'un territoire et, de plus en plus, des synergies entre les différents réseaux énergétiques.

Une approche globale de la performance énergétique s'appréhende à plusieurs niveaux : le niveau technique, le niveau économique, le niveau social et le niveau des usages (valorisation, consommation). Chacun de ces niveaux répond à des enjeux et problématiques spécifiques. La finalité reste toutefois identique, aboutir à une vision systémique de la performance énergétique et non une simple optimisation des composants pris séparément.

La difficulté tient dans le fait que ces niveaux ne sont pas étanches entre eux, les choix de l'un pouvant guider, voire dicter les choix des autres. C'est par exemple le cas d'un mix énergétique renouvelable, dont la performance dépend d'un ensemble de facteurs interdépendants (capacités de production, conditions climatiques, capacités de stockage, de flexibilité, comportement des usagers, etc.).

Internaliser les externalités

Une externalité positive existe dès lors que la production ou la consommation d'un bien ou d'un service expose à des bénéfices ou des coûts non pris en compte par le marché. La pollution par exemple est un cas d'école d'externalité négative.

La production de biogaz est une activité à forte externalité positive. Une politique de soutien au biogaz devrait ainsi prendre en compte ces bénéfices pour la collectivité. L'objectif clé est ici de réussir à internaliser ces externalités positives afin de créer les incitations propices au développement du biogaz.

Cela suppose le développement à terme d'une filière spécialisée dans la gestion des déchets à vocation gaz renouvelables mais également de pouvoir prendre en compte le service rendu au mix énergétique renouvelable (stockage, flexibilité), la diminution de la pollution et des gaz à effet de serre, la diminution du coût de traitement des déchets et une meilleure autonomie énergétique.

Dans le cadre du gaz renouvelable, **l'économie circulaire constitue le premier pilier d'une performance globale, le deuxième étant les smart gas grids.**

Penser en termes de système

Dès le départ, les scénarii envisageables d'une installation produisant du gaz renouvelable doivent considérer cette approche systémique et globale. D'une part l'optimisation des rendements dépend des intrants, eux-mêmes dépendant des conditions du territoire. D'autre part, les recettes sont rattachées aux possibilités de valorisation. Enfin, les débouchés sont dépendants des usages, eux-mêmes dépendant du mix énergétique.

Cet ensemble pris en compte, il s'agit d'aboutir à des rendements réels au plus proche des rendements nominaux tout en maximisant la rentabilité et la pérennité de l'installation.



L'économie circulaire

L'économie circulaire permet de répondre à une partie de cette internalisation. Pour rappel, l'économie circulaire est définie comme un nouveau modèle économique avec une vision systémique. L'approche idéale est un fonctionnement en boucle se passant de la notion de déchet. L'économie circulaire a ainsi le grand avantage d'internaliser une partie des externalités traditionnellement non prises en compte dans les modèles classiques.

La valorisation des déchets étant l'un des piliers de l'économie circulaire, les gaz renouvelables en sont un très bon levier de développement.

Elle implique malgré tout une potentielle marchandisation des déchets et de tout élément nouvellement valorisable, ce qui ne sera pas sans conséquence sur les modèles d'affaire à venir et les coûts de production. L'internalisation des externalités est ici au cœur du modèle.

Valorisation du CO₂

En termes de valorisation, les gaz renouvelables ne s'arrêtent pas aux déchets. **L'un des autres potentiels est la valorisation du CO₂**, notamment celui émis par l'industrie. En effet, 99% du CO₂ envoyé à l'écosphère n'est pas valorisé.

Par exemple, une cimenterie pourrait revendre son CO₂ à un producteur de biométhane. Une mise en réseau des acteurs est à construire, avec une prise en compte des localités de production de CO₂ et de méthanation.

Lors de l'épuration du biogaz, il serait également possible de capter le CO₂ afin de le réutiliser dans des processus de méthanation ou dans des serres.

En outre, si la géographie n'est pas favorable, une approche possible serait la liquéfaction du CO₂ via cryogénéisation et sa vente à des industriels. Il existe ainsi un potentiel pour des modèles économiques innovants, d'autant plus que répondre à la demande en CO₂ sous l'hypothèse d'une généralisation du gaz renouvelable constitue un enjeu en soi.



L'adaptation des réseaux existants

Les réseaux traditionnels ont été conçus pour transporter l'énergie de manière unidirectionnelle, depuis un producteur central jusqu'aux consommateurs. Cette conception a amené une division des réseaux, aussi bien gaziers qu'électriques, en deux parties : le réseau de transport et le réseau de distribution. Ceux-ci se distinguent par des spécificités propres à transporter et distribuer efficacement les flux énergétiques. Pour le gaz, ce sera la pression (haute pression et basse pression), alors que pour l'électricité, ce sera la tension (haute tension et basse tension).

Dans le cadre d'un système de production décentralisé, l'énergie doit pouvoir remonter les réseaux, autrement dit aller en sens inverse des flux classiques. Or, le réseau de distribution est conçu uniquement pour distribuer les flux au consommateur. Ainsi, trop de producteurs injectant de l'énergie sur les réseaux peut amener des dysfonctionnements : un mauvais équilibrage des tensions du réseau électrique ou une congestion du réseau de gaz.

Pour le réseau gazier, la solution proposée est de compresser le gaz afin de le faire remonter sur le réseau amont. C'est le mécanisme des rebours.

Méta smart grid

Les usages énergétiques des gaz renouvelables peuvent aussi bien être en concurrence que complémentaires. L'intérêt des *smart grids* est justement d'avoir un *mix* énergétique intelligent, selon les avantages et inconvénients de chaque source énergétique.

En effet, si les nombreux réseaux collectifs – gaz, électricité, chaleur, eau potable, eaux usées, télécommunications – ont été conçus à l'origine de manière indépendante, leur interconnexion semble aujourd'hui nécessaire.

Par exemple, en France, les capacités d'énergie stockable dans les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élèvent à 50 GWh, ce qui représente quelques heures de stockage. En revanche, les capacités de stockage des réseaux de gaz souterrains sont de plusieurs mois, et ce, sans investissement dans des nouvelles infrastructures.

Dans ce contexte, les réseaux de distribution deviennent de plus en plus actifs et des éléments centraux de coordination de la production décentralisée. Cette production décentralisée tend à progresser au fur et à mesure de l'intégration de micro-réseaux proches des consommateurs.

Ainsi, le *mix* énergétique de demain pourra être vu comme un *méta smart grid*, résultant d'une coopération plus qu'une concurrence entre *smart grid* électrique, *smart gas grid* et l'ensemble des productions centralisées et décentralisées.

Le syndrome NIMBY

Le syndrome NIMBY (*Not In My Backyard*, en français « pas dans mon arrière-cour ») représente l'opposition d'un groupe de personnes à un projet d'infrastructure locale. Bien que d'intérêt général, l'attitude de refus provient des potentielles nuisances du projet.

Les projets de méthanisation sont particulièrement sujets à ce syndrome, notamment à cause des potentielles odeurs, de la pollution due à l'épandage de digestat ou encore des allers-retours des transporteurs d'intrants. Dans les régions peu habituées à l'élevage et pour les grands projets territoriaux, les difficultés et rejets peuvent être davantage accentués.

L'hydrogène, pouvant aujourd'hui toujours être perçu comme un composé dangereux et explosif, peut également faire face à des situations d'opposition. Plus généralement, l'acceptation sociale des gaz renouvelables est une part importante de leur réussite, d'autant plus qu'il n'existe pas encore d'association traitant du sujet.

De la même manière que pour Linky, la mise en place de compteurs communicants de gaz (comme Gazpar) associés à un système de collecte et d'analyse des données représente également des sources de rejet par la population.

L'information, la communication et la pédagogie sont ici des éléments essentiels d'une bonne acceptation des projets.

Les smart gas grids

Les smart grids sont souvent amalgamés à l'usage du big data et de l'intelligence artificielle afin d'optimiser les réseaux énergétiques. Cependant, un smart grid est également la mise en place d'un mix énergétique intelligent en interconnectant les réseaux. Dans ce sens, un smart gas grid a été défini en 2011 par le groupe d'experts missionné par la Commission Européenne et s'articule autour de 4 fonctionnalités :

- accroître la flexibilité du système énergétique en devenant un lieu de stockage de l'électricité fatale,
- renforcer leur capacité à accepter le biométhane et l'hydrogène,
- améliorer l'exploitation, la sécurité et la continuité d'approvisionnement par la télérelève et le télépilotage des infrastructures,
- développer les usages du gaz smart, tels que les pompes à chaleur gaz, les micro-cogénérations ou les chaudières hybrides.

À ces quatre fonctionnalités, GrDF rajoute le compteur communicant Gazpar qui servira une optimisation de l'exploitation des réseaux et une meilleure maîtrise de la demande énergétique.

À retenir

La performance globale est **systémique**.

Elle prend en compte les aspects **techniques, économiques et sociaux**.

Le *mix* énergétique de demain pourra être vu comme un **méta smart grid**.

Glossaire

Anaérobie : se dit d'un milieu sans présence d'oxygène. La méthanisation est réalisée dans un milieu anaérobie.

Biogaz : gaz renouvelable issue de la méthanisation.

Biomasse : matière organique d'origine végétale, animale, fongique ou bactérienne utilisable comme source d'énergie.

Biométhane : gaz renouvelable de qualité similaire au gaz naturel (>97% de méthane).

Cogénération : production simultanée de chaleur et d'électricité au sein d'une même installation.

Electrolyse de l'eau : décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène par le passage d'un courant électrique.

Intrant : terme générique désignant les matières d'entrée d'un procédé.

KW, GW, TW : le kilowatt (térawatt, gigawatt) est une unité de mesure de la puissance d'une machine.

KWh, TWh, GWh : le kilowattheure (térawattheure, gigawattheure) est une unité de mesure de l'énergie produite ou consommée en une heure par une machine. Une machine d'une puissance de 1 kW consommera 1 kWh en 1 heure.

Méthanisation : processus de décomposition biologique de la matière organique en l'absence d'oxygène.

Nm³ : le normo mètre cube est une unité de mesure de quantité de gaz qui correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression.

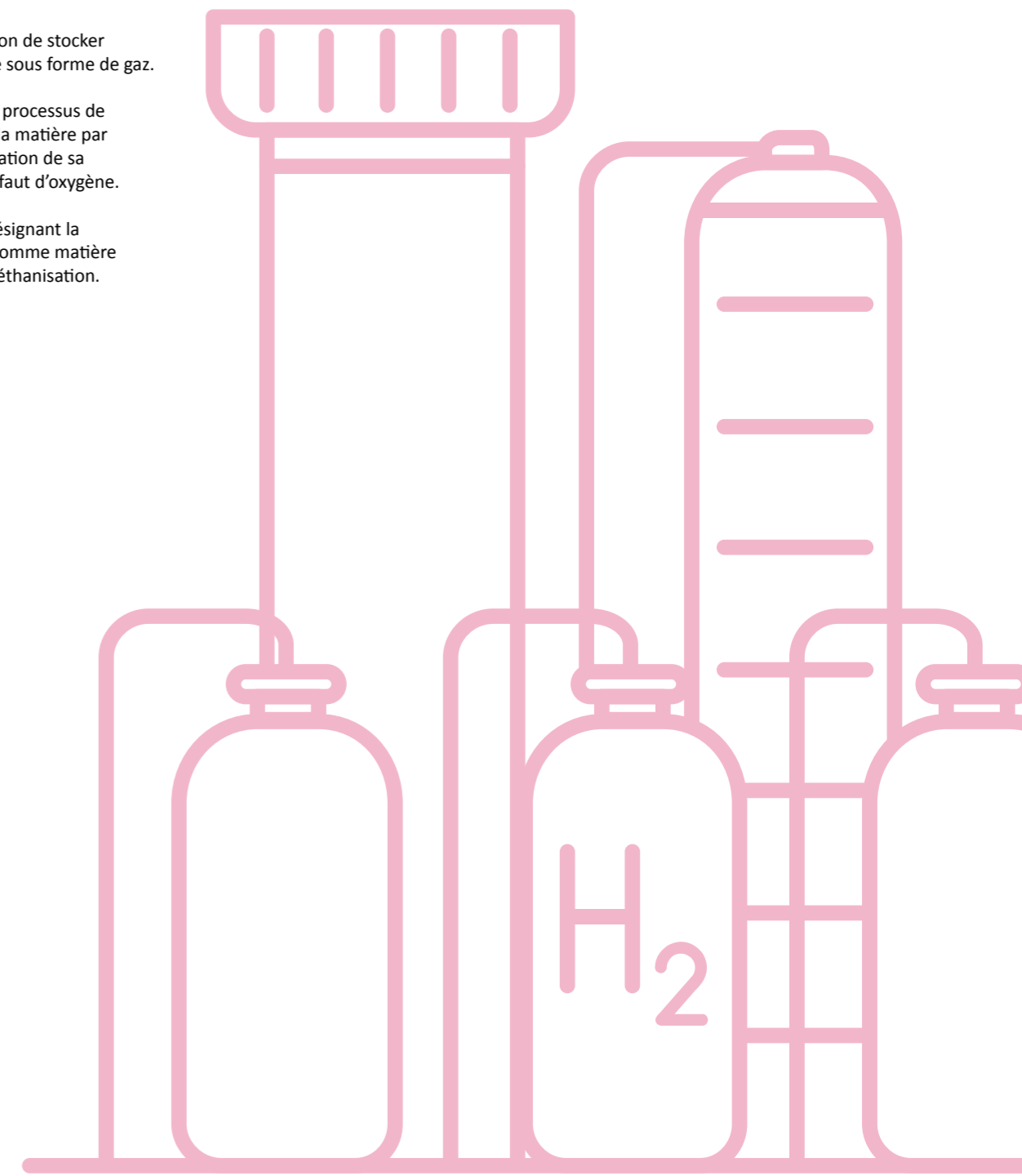


PCS : le pouvoir calorifique supérieur désigne la quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée condensée et la chaleur récupérée.

Power to gas : action de stocker l'énergie électrique sous forme de gaz.

Pyrogazéification : processus de décomposition de la matière par une forte augmentation de sa température en défaut d'oxygène.

Substrat : terme désignant la biomasse utilisée comme matière d'entrée pour la méthanisation.





Accélérez

votre performance
énergétique,
environnementale
et numérique

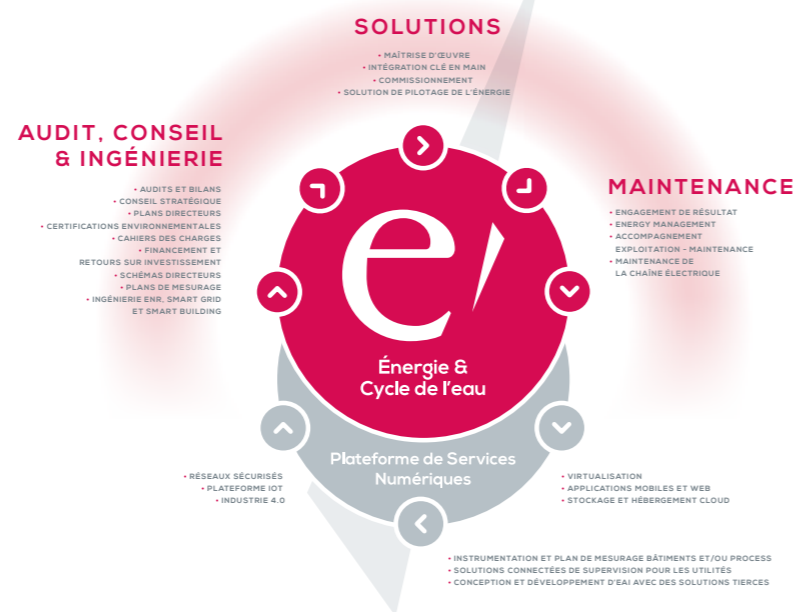
Acteur national de la Performance Globale et Durable, le groupe E'nergys propose une chaîne de valeur complète de services liés à la performance énergétique et à l'optimisation du cycle de l'eau. Il appuie son développement sur les potentiels offerts par l'essor des technologies numériques.

Ses solutions permettent aux industriels, aux gestionnaires de bâtiments et aux collectivités de répondre aux défis posés par le développement durable, la transition énergétique et la transformation numérique.

E'nergys combine la robustesse d'une ETI familiale séculaire et l'agilité des PME qui composent son écosystème. Riche d'un panel de savoir-faire et d'expériences cumulés sans équivalent, le groupe construit une offre globale qui privilégie des partenariats durables avec ses clients et parties prenantes.

www.e-nergys.com

Notre chaîne de valeur



e'nergys
SUSTAINABLE & DIGITAL
SOLUTIONS



