



ACTU ENVIRONNEMENT

LE HORS-SÉRIE

des Professionnels du Gaz vert

15€ - Avril 2020

LE GAZ VERT

**UN POTENTIEL XXL
POUR LES TERRITOIRES**

GRAND ANGLE

**Les régions,
fers de lance
du gaz vert**

p.20

TECHNOLOGIES

**Quand l'hydrogène
et le photovoltaïque
se mêlent**

p.28

INTERVIEW

**Christian
Couturier, président
de Négawatt**

p.10

www.afgaz.fr



Certaines choses fonctionnent beaucoup mieux ensemble.

SEAT Arona TGI.

Hybride
gaz naturel
et essence



La réponse écologique pour aller plus loin, moins cher.

TGI by SEAT c'est la combinaison de deux carburants permettant de réduire votre impact environnemental et vos dépenses.

Si vous cherchez une combinaison gagnante, vous l'avez trouvée.

FUTURE
TODAY



SEAT Arona Xcellence TGI : consommation mixte WLTP : 3,8 kg/100 km. Émissions de CO₂ WLTP : 105 g/km.

À partir du 1^{er} septembre 2017, certains véhicules neufs sont réceptionnés sur la base de la procédure d'essai harmonisée au niveau mondial pour les véhicules légers (WLTP), procédure d'essai plus réaliste permettant de mesurer la consommation de carburant et les émissions de CO₂. À partir du 1^{er} septembre 2018, la procédure WLTP remplace complètement le nouveau cycle européen de conduite (NEDC), procédure d'essai utilisée précédemment. Les conditions d'essai étant plus réalistes, la consommation de carburant et les émissions de CO₂ mesurées selon la procédure WLTP sont, dans de nombreux cas, plus élevées que celles mesurées selon la procédure NEDC.

SEAT France Division de Volkswagen Group France S.A. au capital de 198 502 510 € - 11, avenue de Boursonne Villers-Cotterêts - RCS SOISSONS 832 277 370.

ÉDITORIAL

LE GAZ VERT, NOTRE AVENIR

Patrick Corbin,
Président de l'Association Française du Gaz

Conscients des enjeux climatiques et environnementaux, les industriels gaziers sont des parties prenantes déterminées à engager une transition énergétique forte.

La planète est un bien commun que nous nous devons de préserver dès à présent. Face à ce défi immense, les gaz renouvelables sont une partie de la solution.

En effet, la transition écologique et énergétique de la société entraîne avec elle la mutation de notre écosystème gazier. Vecteur indispensable du système énergétique français, le gaz bénéficie aujourd'hui d'un regain d'intérêt dans le domaine des transports, et ce n'est pas pour rien. Son bilan environnemental est bien meilleur que les carburants actuels et les opérateurs l'ont bien compris.

Et ce bilan va encore s'améliorer. Car à ces nouveaux usages, qui offrent de belles perspectives, une seconde transition s'ajoute : celle du gaz vert. Dans toutes les filières, la production de gaz d'origine renouvelable est en train de se substituer au gaz d'origine fossile. Les potentialités sont énormes : méthanisation de biodéchets et/ou de cultures énergétiques, pyrogazéification de déchets, production d'hydrogène grâce à l'électricité verte et sa transformation en méthane...

Toutes ces formes de production de gaz vert ont un point commun : elles se construisent au cœur des territoires, qu'ils soient urbains ou ruraux. Elles sont le fruit d'une coopération multi-acteurs qui dynamise l'économie locale, crée de l'emploi et pousse à l'innovation technologique.

L'arrivée de gaz vert dans les réseaux de distribution et de transport est une réalité, et le 100 % gaz vert, un objectif moteur pour toute la filière gazière française. Ce hors-série d'Actu-environnement Le Mensuel est là pour le démontrer. Bonne lecture ! 📖

“

LA PRODUCTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUELABLE EST EN TRAIN DE SE SUBSTITUER AU GAZ D'ORIGINE FOSSILE. LES POTENTIALITÉS SONT ÉNORMES.

”

SOMMAIRE

PROSPECTIVE

- 10** **INTERVIEW** LE GAZ RENOUVELABLE IMPLIQUE UN CHANGEMENT TOTAL D'USAGES ET DE MODÈLE POUR L'INDUSTRIE DU GAZ
- 12** **AVIS D'EXPERT** PLACE AU GAZ DANS LES TRANSPORTS
- 16** **AVIS D'EXPERT** LA MÉTHANISATION, UN AXE CLÉ DU COMITÉ STRATÉGIQUE DE FILIÈRE « NOUVEAUX SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES »
- 18** **INTERVIEW** LE GAZ VERT S'INSCRIT PARFAITEMENT DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE DES TERRITOIRES

TERRITOIRES

- 20** **LES RÉGIONS, FERS DE LANCE** DU GAZ VERT
- 26** **UN CERCLE ÉCONOMIQUE VERTUEUX** POUR LES EXPLOITATIONS AGRICOLES
- 28** **AVIS D'EXPERT** HYDROGÈNE : DU CONCEPT DE SECTOR COUPLING AUX PROJETS CONCRETS
- 30** **À LOCMINÉ, LIGER** OPTIMISE TOUS LES MAILLONS DE LA CHAÎNE DE MÉTHANISATION

TECHNOLOGIES

- 36** **AVIS D'EXPERT** BIODÉCHETS : ET SI L'ÉCHELLE INTERMÉDIAIRE ÉTAIT LA JUSTE ÉCHELLE ?
- 38** **ATLANTECH, UNE BOUCLE ÉNERGÉTIQUE** MÊLANT AUTOCONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET HYDROGÈNE
- 42** **AVIS D'EXPERT** LE BIOMÉTHANE DE SYNTHÈSE, L'AUTRE GAZ INJECTABLE SUR LE RÉSEAU
- 44** **AVIS D'EXPERT** ADAPTATION DES RÉSEAUX : DE LA DESSERTE HISTORIQUE À LA COLLECTE DES GAZ



LE GAZ VERT EN CARTE

— La production de gaz vert émerge dans tous les territoires. Tour d'horizon des projets présentés dans ce numéro.

HYDROGÈNE

01 CHALLANS

La société Lhyfe va construire un site pilote de production d'hydrogène grâce à de l'électricité éolienne — P. 11

02 SARREGUEMINES

Projet de station de recharge hydrogène FaHyence — P. 22

03 FOS-SUR-MER

Jupiter 1000 : GRT gaz réalise les premières injections d'hydrogène dans son réseau — P. 28

04 CAPPELLE-LA-GRANDE

Projet GRHYD : premier démonstrateur Power-to-gas en France avec une injection jusqu'à 20 % d'hydrogène sur le réseau de distribution — P. 29

05 CÉRÉ-LA-RONDE

MéthyCentre : projet de Power-to-gas conduit par Storengy, associant méthanisation, électrolyse et méthanation — P. 29

06 INTER-COMMUNALITÉ DURANCE LUBERON

Projet Hygreen Provence : production d'hydrogène vert grâce à l'installation de centaines d'hectares de solaire autour de Manosque — P. 29

07 LA ROCHELLE

Projet Atlantech, boucle énergétique mêlant photovoltaïque et hydrogène — P. 38

MÉTHANISATION

08 NOUVELLE-AQUITAINE

Un scénario 100 % gaz vert en 2050 — P. 20

09 PAYS-DE-LA-LOIRE

Mailler le territoire et développer les usages mobilité — P. 22

10 AUVERGNE RHÔNE-ALPES

Premier territoire à hydrogène en Europe en 2050 — P. 23

11 CESTAS

Une unité de méthanisation est alimentée exclusivement par des cultures intermédiaires, qui viennent s'insérer dans les rotations agricoles de l'exploitation — P. 26

12 LOCMINÉ

Optimiser les maillons de la chaîne de méthanisation — P. 30

PYROGAZÉIFICATION

13 SAINT-FONS

Projet GAYA : production de biométhane à partir de biomasse — P. 43

14 COMPIÈGNE

Projet Synthane : production de méthane issu de la pyrolyse de déchets — P. 43

15 NANTES

Projet Titan V : production de biométhane à partir de déchets — P. 43

RÉSEAUX

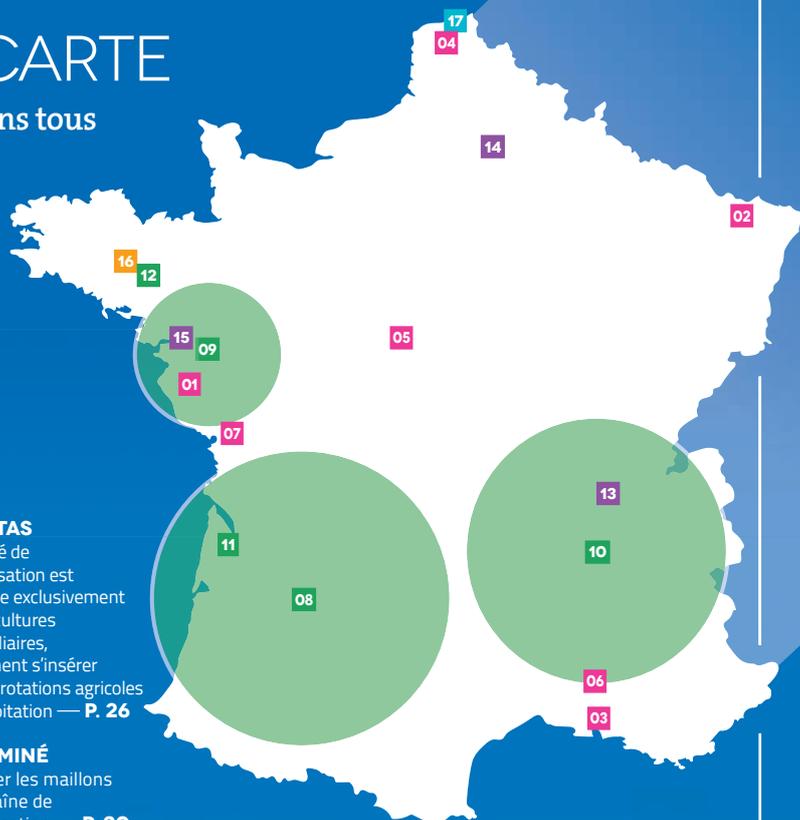
16 NOYAL-PONTIVY

Première installation de rebours mise en service fin 2019 — P. 46

GNL

17 DUNKERQUE

Le terminal méthanier implanté sur une plateforme de 56 ha, au Port Ouest de Dunkerque ouvre des perspectives à l'utilisation de Gaz naturel liquéfié (GNL) dans le transport maritime — P. 12



PROSPECTIVE

LE GAZ

UNE ÉNERGIE EN MUTATION



UNE CONSOMMATION
À LA BAISSE...

478 TWh
EN 2019

427 TWh

EN 2035, SELON UN SCÉNARIO DE
TRANSITION DE LA FILIÈRE

SOIT -14 %
EN 20 ANS



L'USAGE MOBILITÉ
EST SEUL EN HAUSSE

1,4 TWh
EN 2017

37 à 90 TWh
EN 2035
SELON LES SCÉNARIOS



LA MOBILITÉ LOURDE
TIRE LA DEMANDE

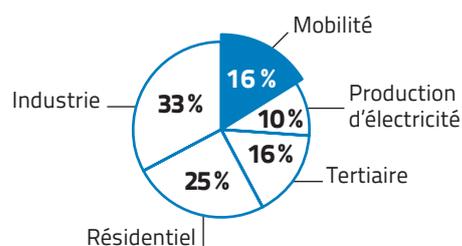
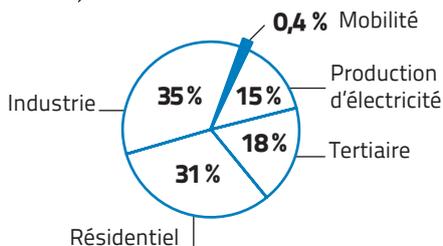
EN 2035

- ROULERONT AU GAZ :
- 28 à 43 % des camions,
 - 43 à 53 % des bennes à ordures ménagères,
 - 51 à 62 % des bus,
 - 15 à 23 % des cars,
 - 2 à 6 % des véhicules utilitaires légers
 - 1 à 3 % des véhicules légers

...AVEC DES ÉVOLUTIONS FORTES DE LA DEMANDE

2017

2035





L'OFFRE DE GAZ SE DIVERSIFIE

SELON LE PROJET DE PPE
À FÉVRIER 2020 :

7 à 10 %
DE LA CONSOMMATION
DE GAZ

doit être couverte par les
renouvelables en 2030,
soit **24 à 32 TWh**
de biogaz en 2028,
dont **14 à 22 TWh**
injectés dans le réseau

20 à 40 %

D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ
soit **1 à 10 MW**
de démonstrateurs
de power-to-gas en 2023
et **10 à 100 MW** en 2028



UN POTENTIEL TECHNIQUE PROMETTEUR

IL EST ESTIMÉ PAR LA FILIÈRE À

200 TWh
POUR LA MÉTHANISATION
À DÉPLOYER DÈS MAINTENANT

ET, AU-DELÀ DE 2030

15 à 40 TWh
DE POWER-TO-GAS

160 à 200 TWh
DE GAZÉIFICATION

Le propane aussi se verdit
et devient le biopropane, une
alternative au fioul

60g CO₂/kwh

D'ÉMISSION SOIT - 80 %
COMPARÉ AU PROPANE
CLASSIQUE



L'INJECTION DANS LE RESEAU EN PRIORITÉ

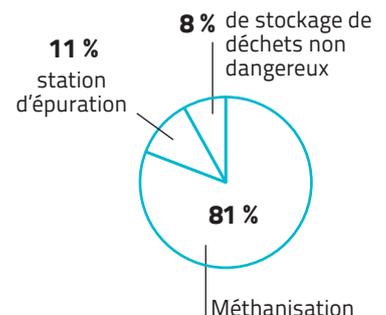
FIN 2019

123
INSTALLATIONS DE PRODUCTION
DE BIOMÉTHANE INSTALLÉES,
SOIT 2,2 TWh DE CAPACITÉ

24 TWh

EN FILE D'ATTENTE
(PLUS DE 1 000 PROJETS)

+ QUELQUES PROJETS DE DÉMONSTRATION
DE POWER-TO-GAS EN COURS
(GHRYP, JUPITER 1 000...)



PROSPECTIVE

GLOSSAIRE

B

BIOGAZ (OU GAZ VERT) : il est issu de la fermentation des déchets agricoles, ménagers, de l'industrie agroalimentaire, de boues de stations d'épuration, du captage en décharge, de gazéification ou de méthanation.

BIOBUTANE ET BIOPROPANE : butane et propane d'origine renouvelable, issus de la fermentation de matières organiques ou de la valorisation des déchets.

BIOMÉTHANE : biogaz épuré pour atteindre la qualité du gaz naturel, composé principalement de méthane.

GAZÉIFICATION OU PYROGAZÉIFICATION : production de gaz à partir des déchets qui sont chauffés à température élevée en présence d'une faible quantité d'oxygène.



GAZ NATUREL : mélange gazeux d'hydrocarbures constitué principalement de méthane, qui se forme à partir de la décomposition de matières organiques.

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL) : gaz naturel sous forme liquide. À très basse température (-161 °C) et à pression atmosphérique, il est environ 600 fois moins volumineux sous forme liquide que sous forme gazeuse.

GAZ NATUREL VÉHICULE (GNV) : gaz naturel utilisé comme carburant. On parle de BioGNV s'il est issu de gaz renouvelable.

GPL OU GPL-C : carburant alternatif composé d'un mélange de propane et de butane. On parle de BioGPL lorsqu'il est issu de ressources renouvelables.



G

H

HYDROGÈNE : gaz dont la principale molécule est constituée de deux atomes d'hydrogène.



M

MÉTHANATION : production de méthane et d'eau à partir de dioxyde de carbone et d'hydrogène à pression et température élevée.

MÉTHANISATION : production de méthane à partir de la dégradation par des micro-organismes de la matière organique, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène.

P

POWER-TO-GAS : transformation d'électricité en hydrogène par électrolyse puis éventuellement en méthane par méthanation.

PROPANE ET BUTANE : molécules gazeuses composées d'atomes de carbone (respectivement 3 et 4) et d'hydrogène (respectivement 8 et 10). Ces gaz sont principalement des co-produits de l'extraction du gaz naturel (+70 %), et, pour le reste, du raffinage.

Pour plus de détails concernant les définitions :

— Vous pouvez vous référer aux normes NF EN ISO 14532, Gaz naturel – Vocabulaire et NF ISO 20675, Biogaz - Termes, définitions et classification

www.boutique.afnor.org



PROSPECTIVE

— Le scénario Négawatt, actualisé en 2017, mise sur la complémentarité de l'électricité et du gaz pour décarboner le mix énergétique. Il s'agit de privilégier, pour chaque usage, le vecteur le plus approprié. Détails avec **Christian Couturier**, président de l'association Négawatt.

▼ INTERVIEW

LE GAZ RENOUVELABLE IMPLIQUE UN CHANGEMENT TOTAL D'USAGES ET DE MODÈLE POUR L'INDUSTRIE DU GAZ



© Négawatt

— **ACTU ENVIRONNEMENT** : Le scénario Négawatt donne une place importante au gaz dans la transition énergétique, plus équilibrée que les autres scénarios qui confèrent une place essentielle à l'électricité... Pour quelle(s) raison(s)?

CHRISTIAN COUTURIER : Ce qui fait l'originalité de notre scénario, c'est en effet que nous ne misons pas tout sur le vecteur électrique. Nous estimons que le vecteur gaz a un rôle à jouer, en complémentarité. Généralement, dans les scénarios sans fossiles, la tendance est à électrifier tous les usages. Pourtant, une électrification massive pose différentes questions. La gestion de la pointe électrique et de son impact sur les réseaux en est une. Pour la mobilité, les questions d'autonomie, de batteries, mais aussi de réseaux sont importantes. C'est pourquoi nous pensons qu'il n'est pas prudent de miser sur le tout électrique, alors qu'il existe des infrastructures pour le gaz (réseaux, stockage...) et une alternative au gaz d'origine fossile.

Le gaz est très complémentaire de l'électricité : il peut permettre d'absorber les surplus de productions éoliennes et photovoltaïques, de faire un stockage de longue durée et de gérer les appels de puissance.

— **A. E.** : Cependant, les usages du gaz devront fortement évoluer...

C. C. : En passant aux gaz renouvelables, il y a effectivement un changement total d'usages et, au-delà, un changement complet de modèle de l'industrie du gaz. On change de fournisseurs, en s'appuyant sur le monde agricole plutôt que sur la Russie, l'Algérie, le Nigeria... On change de niveaux de prix également. Le gaz renouve-

lable est au même niveau que l'électricité décarbonée, c'est-à-dire plus cher que le gaz naturel. Il n'est donc pas judicieux de continuer à l'utiliser pour le chauffage de bâtiments à 20 °C par exemple. Il faut réserver le gaz aux usages pour lesquels le vecteur électrique est moins intéressant : les transports, l'industrie ou la production de pointe. En suivant ce raisonnement, il y a beaucoup moins de gaz dans les bâtiments, les usages sont réduits. Le gaz remplace surtout les usages actuels du pétrole.

— **A. E.** : Dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le Gouvernement conditionne pourtant le développement du biométhane à une trajectoire de baisse des coûts...

C. C. : Le coût du biométhane restera élevé car les technologies sont déjà matures. Il ne faut pas s'attendre à des baisses importantes dans les coûts de production. L'approche du Gouvernement est budgétaire et cette logique conduit à avoir moins de volumes si les prix ne sont pas bas. Selon nous, il faut plutôt pousser les solutions qui sont incontournables et déterminer, en fonction des volumes nécessaires, l'enveloppe globale qui doit être consacrée au biogaz.

— **A. E.** : Quels sont les usages prioritaires du biogaz selon vous?

C. C. : Le principe est d'injecter le biogaz dans le réseau dès que c'est possible. C'est la solution la plus simple car on s'affranchit de l'équilibrage entre la production et la consommation. Mais, en fonction des volumes produits, des investissements nécessaires dans le réseau, ce n'est pas toujours pertinent. Par défaut, quand l'injection

« Le gaz peut permettre d'absorber les surplus de productions éoliennes et photovoltaïques, de faire un stockage de longue durée et de gérer les appels de puissance. »

300 KG
D'HYDROGÈNE
par jour sera produit
grâce aux éoliennes

En Vendée, la société Lhyfe va construire un site pilote de production d'hydrogène grâce à de l'électricité éolienne.



© Essentiel architectes

n'est pas possible, la cogénération apparaît intéressante. Mais il faut qu'il y ait un usage important de la chaleur cogénérée, et ce, tout au long de l'année. Par exemple, une industrie qui a des besoins de chaleur importants et non saisonniers. C'est la difficulté liée à la cogénération. Selon l'étude Solagro sur un gaz 100 % renouvelable, en 2050, l'essentiel de la ressource potentielle pour la méthanisation aura accès au réseau, à un coût raisonnable.

— **A. E. :** À moyen terme, le scénario Négawatt mise également sur la méthanation. Pour quels usages ?

C. C. : Selon nous, la méthanation doit intervenir pour valoriser l'électricité excédentaire, quand tous les autres usages ont été mobilisés au préalable. Soit ces surplus d'électricité seront transformés en hydrogène pour être consommés immédiatement, soit cet hydrogène devra être converti en méthane pour pouvoir être injecté sur le réseau ou stocké. Dans notre scénario, on mobilise donc peu l'hydrogène pour un usage final.

— **A. E. :** La mobilité hydrogène ne fait donc pas partie des usages envisagés ?

C. C. : La mobilité hydrogène présente de nombreux inconvénients. Si le vecteur hydrogène est utilisé pour stocker les surplus de production d'électricité renouvelable, sa production est, par nature irrégulière. Or, pour développer les usages de mobilité, il faut une offre permanente d'hydrogène. Comment assurer cette production permanente ? Par le nucléaire ? Ce n'est pas notre parti pris. C'est



© GRTgaz - Jérôme Cabanel

À Fos-sur-mer, GRT gaz a réalisé les premières injections d'hydrogène dans son réseau, produites par le démonstrateur « Jupiter 1000 ».

pourquoi nous envisageons plutôt l'hydrogène comme un moyen de gérer les pics de production d'électricité, sur le concept du power-to-gas. Mais les besoins ne devraient pas intervenir avant 2030.

— **A. E. :** De nombreux projets pilotes sont pourtant lancés sur la mobilité hydrogène. Est-ce une fausse route selon vous ?

C. C. : On assiste actuellement à une course au projet pilote sur l'hydrogène ! Ça paraît un peu prématuré, il n'y a pas de modèle économique pour l'instant. On a cependant besoin de quelques démonstrateurs pour sortir des laboratoires et expérimenter à grande échelle. Pour voir comment cela s'insère dans un écosystème local, au niveau des infrastructures, des usagers... On ne sait pas de quoi l'avenir sera fait et qui, du bioGNV, de l'électricité ou de l'hydrogène, se développera finalement. Il faut donc pouvoir expérimenter, dans un cadre sécurisé, différentes configurations de mobilité. **Ⓜ**

Propos recueillis par **Sophie Fabrégat**

PROSPECTIVE

AVIS D'EXPERT

PLACE AU GAZ DANS LES TRANSPORTS



© Plateforme GNL

— Pour des raisons environnementales le gaz a une nouvelle place à prendre dans le secteur des transports afin d'évincer les produits pétroliers. Le transport maritime est l'une des opportunités les plus prometteuses. Détails avec **Alain Giacosa**, Directeur Plateforme GNL carburant marin & fluvial.

« La seconde révolution observée consacre le retour du gaz dans les transports. »

ALAIN GIACOSA,
Directeur Plateforme
GNL carburant
marin & fluvial

L'utilisation du gaz par l'homme remonte à plus de 2 000 ans, en Mésopotamie ou en Asie, où des poches de gaz affleuraient le sol et produisaient un gaz, source de chaleur. L'Europe et les États-Unis ne découvrirent ce gaz que bien plus tard, à la fin du XVIII^e siècle.

Mais ce siècle des lumières entreprit de produire du gaz à partir de bois et de houille pour apporter chaleur à l'industrie et éclairage dans les maisons.

Tout au long du XIX^e siècle¹, les moteurs industriels à combustion apparaissent pour concurrencer la vapeur dans l'industrie et, dès 1860, un premier bateau-mouche navigue sur la Seine grâce au gaz de houille. L'industrie automobile naissante va utiliser brièvement les premiers moteurs à gaz, mais les produits issus du raffinage de pétrole vont rapidement le supplanter. Le gaz naturel, extrait selon les mêmes techniques de forage que le pétrole, va également remplacer les gaz manufacturés d'antan. Abondant, économique et disponible grâce à un réseau dense de canalisations, le gaz naturel apparaît aujourd'hui comme une composante importante du mix énergétique mondial.

Mais deux évolutions majeures, déjà engagées, vont modifier profondément l'industrie gazière. La première est le recours à un gaz produit par l'homme pour réduire son impact sur l'environnement. Qu'il s'agisse de méthanisation, de méthanation ou de gaz de synthèse, ils ouvrent la perspective d'un gaz renouvelable qui se substitue au gaz naturel.

La seconde révolution consacre le retour du gaz dans les transports, toujours pour des raisons environnementales. Le secteur des transports est largement dominé par les produits pétroliers qui présentent des caractéristiques optimales : grande densité énergétique, facilement stockables et économiques. Cette situation doit changer afin de réduire tout à la fois les émissions de CO₂ issues de leur combustion, et les substances toxiques (NOx, SOx, COV, particules fines...) préjudiciables à la santé.

Transport maritime : nouvelle opportunité

Pour illustrer les perspectives du gaz naturel dans les transports, nous nous arrêterons plus spécifiquement sur le transport maritime. Ce mode de transport XXL est utilisé pour près de 90 % des marchandises échangées au niveau mondial et génère de l'ordre de 2,5 % des émissions globales de CO₂. L'Organisation Maritime Internationale (OMI) a fixé plusieurs objectifs, dont celui de réduire d'au moins 50 % ces émissions d'ici 2050, par rapport à 2008, et d'atteindre une neutralité carbone le plus tôt possible. Compte tenu de l'évolution attendue des trafics, cet objectif est très ambitieux et impose des changements profonds dans l'organisation du transport maritime.

Dans ce contexte, le gaz naturel liquéfié (GNL) qui est apparu en 2000 sur un ferry exploité en Norvège pour

Vue aérienne du terminal méthanier de Dunkerque, implanté sur une plateforme de 56 ha, au Port Ouest de Dunkerque (Nord).

Le GNL dans le transport maritime c'est :

190 NAVIRES

1 MILLION T DE GNL
consommé en 2019

220 NAVIRES
en commande

20 MILLIONS TONNES
d'ici 2025

la traversée des fjords, apparaît aujourd'hui comme une alternative crédible aux carburants traditionnels, la seule à s'inscrire résolument sur la trajectoire des objectifs fixés par l'OMI, tant en termes de polluants locaux que de GES. Le premier objectif fixé par l'OMI est la réduction du taux de soufre dans les carburants marins, avec un taux maximum passé, au 1^{er} janvier 2020, de 3,5 % à 0,5 %. Cette mesure s'applique au carburant et concerne donc l'ensemble de la flotte en service. Le GNL ne contient pas de soufre, celui-ci devant être supprimé avant le processus de liquéfaction. La tolérance est de quelques ppm (partie par million), soit 1 000 fois moins que le seuil autorisé.

Le second objectif de l'OMI est la maîtrise des émissions de NOx, avec des zones de contrôle où le taux de rejets autorisé est 80 % inférieur au taux normal, mais seulement pour les nouveaux navires. L'utilisation du GNL permet, en général, d'atteindre le taux le plus exigeant dit TIER III.

Bien que non réglementés par l'OMI, les rejets de particules fines sont examinés de près, or la combustion du GNL n'en produit pas.

Enfin les émissions de gaz à effet de serre sont réduites d'environ 25 % lors de la combustion. Une analyse plus complète sur leur cycle de vie, menée par le cabinet Thinkstep, ramène cette baisse entre 7 et 21 % selon le type de moteur. Ce taux de réduction est parfois jugé faible en regard des enjeux et des objectifs, mais les autres solutions mises en œuvre actuellement (carburant VLSFO - fuel à très faible teneur en soufre, lavages des fumées, gazoil marin - MGO) ne permettent aucun gain, voire dégradent le bilan carbone.

GNL : carburant de choix

Les technologies GNL sont, certes, matures, mais elles ont un potentiel important d'amélioration et peuvent être complétées par diverses mesures de conception ou d'exploitation des navires. Ainsi plusieurs exploitants de navires GNL annoncent déjà une réduction de plus de 40 % de leurs émissions, 10 ans en avance sur l'objectif de l'OMI. La flotte fonctionnant au GNL est de 190 navires environ, avec 220 commandes en construction. Les premiers navires étaient souvent de petites unités de navigation côtière, tandis que les commandes récentes concernent des navires de très grande taille parcourant de grandes distances, à l'instar des porte-conteneurs commandés par CMA CGM sur le trajet Asie Europe du

Nord. Les volumes de GNL consommés, de l'ordre du million de tonnes en 2019 (MTPA) devraient fortement augmenter et atteindre 20 MTPA d'ici 2025.

Disponible, respectueux de l'environnement, le GNL est le carburant de choix pour le transport maritime. À terme, il pourra être remplacé par un gaz de synthèse si la production massive d'hydrogène vert est disponible. Cet hydrogène pourra alors, soit être utilisé pur dans des piles à combustibles, soit être transformé en ammoniac ou en méthane de synthèse. De telles perspectives ne semblent pas disponibles avant une vingtaine d'années, ce qui impose de commencer dès maintenant avec le GNL. ①

Alain Giacosa

Directeur Plateforme GNL carburant marin & fluvial

1 / Source : « Le Gaz, lumière du passé, énergie du présent et de l'avenir », Claude Keiflin et Fabrice Weiss, Éditions du Signe. Le premier moteur à combustion utilisant le gaz de houille date de 1804, inventé par François Isaac de Rivaz.

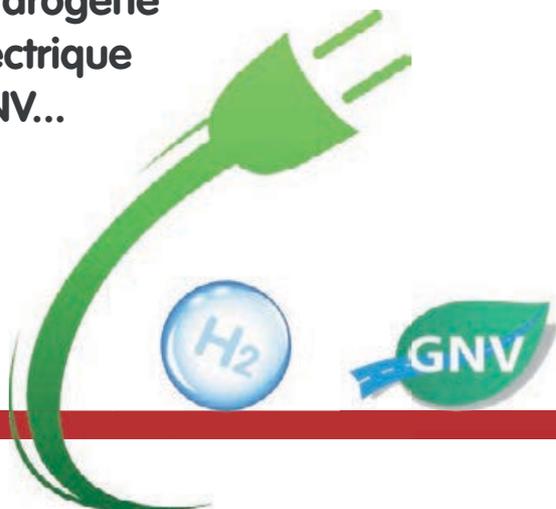
Le bioGPL, une solution viable pour la mobilité

— À l'heure où l'on s'interroge sur le développement et le financement de technologies ou de réseaux de carburants alternatifs, la solution GPL est déjà disponible en France et en Europe. Le GPL est un carburant alternatif constitué de gaz liquides issus principalement des champs de gaz. Ce carburant a prouvé son efficacité pour réduire les émissions de polluants et de CO₂ dans de nombreux pays du monde. L'intérêt environnemental d'un véhicule GPL est qu'il émet, en conditions réelles de circulation, jusqu'à 20 % de CO₂ de moins que l'essence, et pratiquement pas de polluants atmosphériques (particules, oxydes d'azote...). Ces performances sont renforcées avec le développement du BioGPL. Il s'agit d'un biogaz liquide issu de la fermentation de la biomasse ou de la valorisation des déchets organiques. Le BioGPL permet de réduire de 80 % les émissions de CO₂ comparé au GPL classique. Les pouvoirs publics français et européens considèrent à ce titre l'intérêt du BioGPL. Totalement miscible avec le GPL, le BioGPL peut être distribué dans les 1 650 stations de GPL déjà en place, sans investissements supplémentaires, et alimenter les véhicules également sans modification. Cela permet de conjuguer les qualités d'une énergie renouvelable à une technologie mature et maîtrisée, et ce, à moindre coût pour l'État et l'automobiliste. Dans une période de transition, le GPL et le BioGPL permettent de répondre aux objectifs de l'État et des pouvoirs publics locaux pour améliorer la qualité de l'air et lutter contre le réchauffement climatique, sans peser sur la dépense publique, tout en étant une solution accessible pour l'automobiliste. À plus long terme, le BioGPL pourra également être une solution viable pour le transport fluvial et marin.

Comité français butane propane

Choisir SEMAT, c'est offrir à nos Villes
des collectes de déchets
innovantes et responsables

- Hydrogène
- Electrique
- GNV...



contact@semat.com
www.semat.com


ZOELLER
 KIRCHHOFF GRUPPE

LA RÉFÉRENCE DES PROFESSIONNELS

FAUCHER, COLLECTER, VALORISER

L'HERBE DES BORDS DE ROUTE



1 tonne d'herbe
valorisée

=



2 mois d'électricité
pour un habitant français



Utilisez l'herbe
des bords de route
pour la méthanisation.



NANCY
03 83 25 77 78

AUXERRE
03 86 94 07 93

LYON
04 74 68 79 25

CLERMONT-FD
04 73 33 44 52

NÎMES
04 66 02 19 30

TOULOUSE
05 63 41 28 15

BORDEAUX
05 56 31 53 54

CHOLET
02 41 75 00 89

RENNES
02 99 37 65 07

ÉPANDEZ
Automoteurs XERION



RÉCOLTEZ
Ensileuses JAGUAR



TRANSPORTEZ
Remorques autochargeuses CARGOS



CHARGEZ
Chargeuses à pneus TORION



CLAAS VOTRE FOURNISSEUR DE SOLUTIONS POUR VOS UNITÉS DE MÉTHANISATION.

Afin de répondre à la demande des travaux dans les unités de méthanisation et optimiser le travail des intervenants, la gamme de matériel CLAAS est complète. Notre large gamme propose une offre qui fournit toute la polyvalence, la puissance et les performances pour mener à bien tous les chantiers de méthanisation.

Pour en savoir plus, contactez votre Concessionnaire CLAAS.

   [claas.fr](https://www.claas.fr)

CLAAS



PROSPECTIVE

— Pendant industriel de la PPE, le CSF « Nouveaux Systèmes Énergétiques » vise à mener une transition énergétique qui préserve le pouvoir d'achat et développe l'emploi. Dans le cadre de ses travaux, un axe est consacré à la méthanisation avec, déjà, un certain nombre d'actions concrètes. Détails avec **Aurélié Picart, Léa Szydowski, et Antoine Charbonnier.**

AVIS D'EXPERTS

LA MÉTHANISATION, UN AXE CLÉ DU COMITÉ STRATÉGIQUE DE FILIÈRE « NOUVEAUX SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES »

Les comités de filière ont pour vocation, depuis 2010, à travailler au développement industriel en France. Ils réunissent industriels, État et organisations syndicales et s'organisent autour de grands projets qui engagent État et industriels. Les 18 CSF existants aujourd'hui correspondent chacun à une filière stratégique de l'industrie française. Des « contrats de filière » actent les engagements réciproques de l'État et des industriels autour d'une dizaine de projets. Le CSF « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » a pour ambition de co-construire et de déployer une politique industrielle cohérente avec la politique énergétique définie dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). L'objectif est de faire de la transition énergétique un levier de ré-industrialisation des territoires et de développement des PME et ETI. Il regroupe les industriels de multiples secteurs – énergies renouvelables, efficacité énergétique, stockage de l'énergie et réseaux énergétiques intelligents – et il est structuré suivant 12 axes de travail. De manière générale, l'ensemble des travaux du CSF suivent les lignes directrices suivantes : développer une offre compétitive d'énergie renouvelable, tout en choisissant la réindustrialisation plutôt que la dépendance technologique, et tout en construisant une industrie de l'efficacité énergétique et des smart grid permettant l'auto-financement de la transition énergétique. Le Contrat de filière a été signé le 29 mai 2019 par les industriels, les organisations syndicales, le ministre de la transition écologique et le ministre de l'économie et des finances. Il est donc en plein dans la phase de mise en œuvre.

L'objectif est de faire de la transition énergétique un levier de ré-industrialisation des territoires et de développement des PME et ETI.

Un fort potentiel industriel pour la méthanisation

Depuis le début des travaux, en novembre 2018, les acteurs de la filière méthanisation se sont fortement investis dans le CSF, avec la conviction que le biogaz représente une filière d'avenir à fort potentiel industriel. Plusieurs groupes de travail se sont ainsi constitués pour répondre aux 7 engagements que la filière s'est fixés dans le contrat. En essence, ces travaux visent à améliorer la compétitivité de la méthanisation, tout en préservant et augmentant le contenu local industriel et tout en mettant en avant, de manière objective et chiffrée, les nombreuses externalités positives de la méthanisation. Le but est d'avoir une approche globale de la compétitivité du biogaz qui ne se limite pas au seul coût de l'énergie.

Les travaux sont portés et alimentés par des acteurs très diversifiés au sein de la filière (constructeurs, développeurs, agriculteurs, fédération professionnelle...), avec un élan et une convergence remarquable dans leur volonté de pousser en avant la filière et de contribuer à son essor et à sa compétitivité.

Une feuille de route en 10 leviers

Pour accélérer la compétitivité de la méthanisation, le CSF s'est fixé une feuille de route avec 10 grands leviers que la filière devra activer pour atteindre, à l'horizon 2030 une baisse significative des coûts de production. Des actions ont ainsi déjà été initiées pour enclencher une démarche d'industrialisation de la filière et ainsi obtenir des gains à court terme, en établissant notam-



Pour participer :

— Le document de présentation de l'AMI et le détail des modalités de réponse sont disponibles sur le site de Tenerrdis notamment. N'hésitez pas à manifester simplement votre intérêt d'intégrer des projets innovants en mettant en avant votre expertise.

Vos interlocuteurs :

1 : Aurélie Picart, déléguée générale du CSF
apicart@franceindustrie.org

2 : Léa Szydłowski, Engie, pilote de l'axe méthanisation du CSF
lea.szydłowski@engie.com

3 : Antoine Charbonnier, Terega, pilote du GT « innovation » (à l'initiative de l'AMI « compétitivité ») de l'axe méthanisation du CSF
antoine.charbonnier@terega.fr

ment des standards et des bonnes pratiques qui seront ensuite partagés à l'ensemble des acteurs.

En parallèle, un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) a été lancé pour encourager l'émergence de projets innovants qui permettront à court, moyen ou long terme, d'optimiser les coûts. Ces innovations peuvent être technologiques, organisationnelles, de services, de business model ou encore financières.

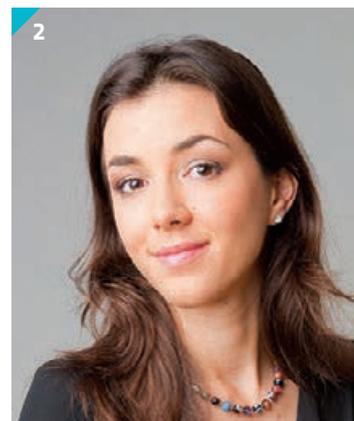
Cette initiative doit permettre de recenser les projets structurants pour la filière et recueillir leurs besoins (financiers, techniques ou encore réglementaires) pour ensuite contribuer à accélérer leur mise sur le marché. L'AMI a en effet été lancé en lien avec l'État. La richesse des contributions permettra donc de démontrer le dynamisme de la méthanisation et de convaincre les pouvoirs publics de la nécessité de l'accompagner.

Cet AMI est opéré par les pôles de compétitivité Derbi, IAR et Tenerrdis, garants d'une parfaite confidentialité des réponses. Les réponses sont attendues jusqu'au 31 mars 2020. **1**

**Aurélie Picart, Léa Szydłowski,
 et Antoine Charbonnier.**



© France Industrie



© Engie



© Terega

PROSPECTIVE

— En première ligne dans les territoires pour accueillir le biométhane dans son réseau, GRDF met tout en œuvre pour atteindre les objectifs de développement de la filière méthanisation. Détails avec **Xavier Passemard**, Directeur Biométhane chez GRDF.

▼ INTERVIEW

LE GAZ VERT S'INSCRIT PARFAITEMENT DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE DES TERRITOIRES



— **ASSOCIATION FRANÇAISE DU GAZ** : Comment se développe le biométhane ?

XAVIER PASSEMARD : La filière a connu en moins de 10 ans un essor remarquable. L'an dernier, la capacité d'injection de biométhane a presque doublé. Le volume de gaz vert injecté, via plus de 130 sites de méthanisation répartis sur l'ensemble du territoire, est équivalent à la consommation annuelle de plus de 570 000 logements neufs ou 9 200 bus roulant au BioGNV. Avec plus de 1 000 projets à l'étude, la croissance de la filière est au rendez-vous.

Ce dynamisme s'explique par ses nombreux bénéfices : création d'emplois locaux, diversification des revenus pour les agriculteurs, valorisation des déchets des industriels de l'agro-alimentaire et des collectivités locales, ancrage de l'économie circulaire dans les territoires... La transition énergétique ne pourra se faire qu'avec les territoires, qui ont une place prépondérante à jouer. Le gaz vert s'inscrit parfaitement dans cette logique.

— **AFG** : Quel est le rôle de GRDF dans la filière ?

XP : GRDF se mobilise au quotidien pour favoriser l'injection de gaz vert dans le réseau et pour fédérer l'ensemble des acteurs impliqués. En tant que gestionnaire du réseau de distribution, GRDF accompagne les porteurs de projets, raccorde les sites de méthanisation et assure l'exploitation et la maintenance des postes d'injection de biométhane. Plus de 80 % des sites de méthanisation français qui injectent du gaz renouvelable en France sont raccordés au réseau exploité par GRDF.

GRDF co-anime également, avec l'Ademe, le groupe de travail

« injection », instance de concertation visant à lever les freins au développement du gaz renouvelable. GRDF assure aussi la gestion du registre des garanties d'origine qui assure la traçabilité du biométhane.

Enfin, GRDF accompagne les agriculteurs dans la réussite de leurs projets de méthanisation. Ils détiennent près de 90 % du gisement de matière méthanisable.

— **AFG** : En quoi le gaz renouvelable est un atout pour les collectivités ?

XP : Le biométhane est l'énergie des territoires, tous les territoires. Tout d'abord, pour la ruralité, c'est une énergie souhaitée par les agriculteurs. Je vous invite à aller à la rencontre des agriculteurs méthaniseurs. Ils sont unanimes sur les atouts de la méthanisation qui leur permet de diversifier leurs revenus, de valoriser leur exploitation en créant une dynamique locale.

Le gaz vert, c'est également une énergie souhaitée par les territoires et les élus locaux qui voient en elle un moyen de dynamiser leur économie locale et de répondre aux enjeux de leurs politiques énergétiques. Chaque région intègre une part significative de biométhane dans son Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires.

Pour les métropoles, c'est le moyen d'ancrer l'économie circulaire sur leurs territoires avec une technologie permettant de gérer les déchets (boues de station d'épuration, déchets ménagers et industriels), de

1000
PROJETS
sont à l'étude



© Laurence Danière, Métropole de Lyon

© GRDF



« Le dynamisme
du gaz vert,
ses bénéfices
et son potentiel
sont une
évidence. »

Inauguration, début février 2019, de l'injection de biométhane produit par la station d'épuration de la Feyssine près de Lyon.

devenir autonome en énergie renouvelable et de disposer d'un carburant permettant d'améliorer rapidement la qualité de l'air avec l'installation de stations BioGNV. Le BioGNV répond à la fois aux enjeux de santé publique (-95 % de particules fines et -50 % d'oxyde d'azote par rapport au diesel) et à la lutte contre le changement climatique (-80 % de dioxyde de carbone pour le BioGNV). Bénéficiaire de la vignette Crit'air 1, il offre une solution optimale pour le transport collectif urbain ou la logistique du dernier kilomètre.

Le réseau de distribution de gaz, propriété des collectivités locales, dessert déjà près de 80 % de la population française. Dans le cadre du texte de loi sur le droit à l'injection, le raccordement des sites de méthanisation aux réseaux gaziers s'accompagnera de nouvelles dessertes dont pourraient bénéficier les concessions.

— AFG : Quel est l'objectif en matière de développement ?

XP : Le dynamisme du gaz vert, ses bénéfices et son potentiel sont une évidence. Malgré une légère révision du projet publié par le gouvernement en janvier 2020, avec une cible de coûts de production du biométhane injecté revue à la hausse en 2023, mais inchangée en 2028 à 60 €/MWh, et une enveloppe de soutien financier révisée à la hausse de 2 milliards, ce texte qui fixe la trajectoire de la politique énergétique française pour les 10 prochaines années sous-évalue la dynamique observée en territoire. Le développement de la filière doit être encouragé, au regard de sa capacité de décarbonation des usages chauffage et mobilité.

— AFG : La filière gaz vert est-elle compétitive ?

XP : La méthanisation ne se limite pas à la production d'énergie renouvelable, elle est la croisée des enjeux énergétiques, écologiques et économiques de notre pays.

Plusieurs études récentes montrent que le coût du gaz renouvelable doit être mis en regard des bénéfices additionnels qu'apporte la filière. Ces bénéfices se situeraient dans un rapport de 1 à 2 par rapport au coût de soutien nécessaire.

Pris individuellement, le prix de production n'intègre pas tous les services rendus à l'agriculture ou à l'emploi local, qui gagneraient pourtant à être valorisés. La filière est déjà engagée dans une baisse des coûts, mais celle-ci doit se faire dans le cadre d'une large concertation.

Au-delà des enjeux liés à l'énergie et aux déchets, le biométhane apporte des atouts incontestables et multiples. Outre la diversification des revenus, la valorisation des exploitations, la création d'une dynamique locale et d'emplois locaux, il contribue également à l'équilibre de la balance commerciale française en permettant de diminuer les importations. Un des leviers de diminution des coûts de production passera notamment dans la rémunération de chacun de ces services rendus à leur juste valeur. ①

Propos recueillis par L'Association Française du Gaz

TERRITOIRES

▶ GRAND ANGLE

LES

80%

DES TECHNOLOGIES
HYDROGÈNE
sont présentes
sur la Région
Auvergne-Rhône-
Alpes

RÉGIONS

FERS DE LANCE DU GAZ VERT

— Dans leurs exercices de planification énergétique, les Régions affichent de fortes ambitions pour le développement de la méthanisation et de l'hydrogène. Outre l'identification des gisements, elles travaillent à la mise en place des filières amont et aval.

E

n tant que chefs de file de la Transition énergétique, les Régions doivent mener des exercices de planification énergétique, dans le cadre des schémas

d'aménagement et de développement durable (Sraddet).

L'occasion d'identifier les gisements et les potentiels en énergies renouvelables de chaque territoire, mais aussi les besoins en infrastructures et la mise en adéquation de l'offre et de la demande.

Les premiers Sraddet ont été adoptés fin 2019. Et, dans ce cadre, nombreuses sont les Régions qui misent sur une accélération de la méthanisation, un déploiement de l'hydrogène, voire de la pyrogazéification. Elles sont souvent plus ambitieuses que l'échelon national.

Si les collectivités sont aujourd'hui moteurs dans le développement du gaz renouvelable, c'est qu'elles y voient des opportunités de mobiliser les ressources locales dans une logique d'économie circulaire, et de participer, ainsi, au développement économique des territoires, notamment ruraux.

Nouvelle-Aquitaine : un scénario 100 % gaz vert

C'est justement en réaction aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) que la Nouvelle-Aquitaine a, en parallèle de l'élaboration de son Sraddet, réalisé un exercice de prospective 100 % gaz vert en 2050, sur le modèle de l'étude nationale de

l'Ademe de 2017. L'objectif était de pousser les curseurs au maximum, afin d'identifier les potentiels de chaque territoire. « On a tiqué sur la place donnée au gaz dans la PPE. On peut être plus ambitieux que ces documents de planification nationaux, en s'appuyant sur les potentiels des territoires », expliquait Françoise Coutant, vice-présidente du Conseil régional, lors de la présentation de ce scénario en janvier. « Nous sommes la première région agricole; nous avons donc un fort potentiel pour la méthanisation. Nous pourrions même être une région exportatrice ». Le potentiel technique de la méthanisation en Nouvelle-Aquitaine représente en effet 14 % du potentiel national.

Le territoire veut miser sur ces richesses, mais sans tout miser sur le gaz : le Sraddet prévoit d'atteindre 45 % d'énergies renouvelables en 2030, dont 30 % de gaz vert. Contre 1 à 1,5 % aujourd'hui.

Dans le scénario 100 % gaz vert, 830 unités de production de gaz renouvelable seraient déployées sur l'ensemble de la région en 2050, dont 730 unités de méthanisation, 67 de pyrogazéification et 35 de power-to-gas. « Les densités, les productions et les technologies seront différentes selon les territoires », explique Françoise Coutant.

L'exercice permet d'identifier le rythme de déploiement nécessaire (45 unités de méthanisation maximum par an pour atteindre 100 % de gaz renouvelable), mais aussi les ressources à mobiliser. La Région mise notamment sur les cultures intermédiaires (CIVE) pour alimenter les méthaniseurs. Celles-ci pourraient représenter jusqu'à

« Nous sommes la première région agricole; nous avons donc un fort potentiel pour la méthanisation. Nous pourrions même être une région exportatrice. »

FRANÇOISE COUTANT,
vice-présidente du
Conseil régional



TERRITOIRES



Les sites d'injections et Stations GNV/Bio GNV opérationnels en Pays-de-la-Loire

- ▶ 30 % de la production de biogaz en 2030. Cet exercice de prospective permet ainsi d'anticiper le recours à ces cultures et de créer les conditions d'un développement durable. La Région travaille avec les chambres d'agriculture et l'association France nature environnement (FNE) à la définition de critères d'encadrement des CIVE. Des suivis environnementaux et agronomiques sont notamment prévus.

Pays-de-Loire : mailler le territoire et développer les usages mobilité

Le Pays-de-Loire a également des objectifs ambitieux pour la méthanisation, en s'appuyant sur la forte présence de l'élevage sur ses territoires. La Région souhaite couvrir 30 % de sa consommation de gaz en biogaz d'ici 2030. Pour y parvenir, elle soutient l'installation de méthaniseurs et planche sur le développement des infrastructures et des usages.

La Région a ainsi réalisé, dès 2016, avec les gestionnaires de réseau GRTgaz, GrDF ainsi que l'Ademe, une étude sur l'opportunité de créer un réseau de stations publiques d'avitaillement au gaz naturel et au bioGNV. En analysant les données de trafic de personnes et de marchandises, en interrogeant les acteurs, cette étude a permis d'identifier les zones de développement des futures stations et de fixer un calendrier : implantation de 19 stations publiques d'avitaillement

L'enjeu de la planification, exemple dans le Grand Est

Au-delà des ambitions, affichées, les Régions, en tant que chefs de file de la Transition énergétique, ont un rôle à jouer pour faire coïncider l'offre et la demande. En évaluant les ressources disponibles, mais aussi les besoins à moyen et long terme, en travaillant sur le développement des usages et des infrastructures, en parallèle de l'augmentation de la capacité de production.

Le projet de station de recharge hydrogène FaHyence, à Sarreguemines (Moselle), en est une bonne illustration. Installée en 2017, il s'agit d'une première en France. Elle a permis de valider une brique technologique pour la filière hydrogène et les conditions de sécurité pour la production locale et l'avitaillement.

Mais ce projet a également montré que, sans écosystème hydrogène autour, il n'y a pas de viabilité économique. Difficile en effet de convaincre particuliers et professionnels de se doter de véhicules à hydrogène sans spécialistes de ces véhicules dans les environs (garagistes...). À l'heure actuelle, malgré une capacité de production de 40 kg par jour, seuls 2 kg sont distribués en moyenne par jour. De nouveaux débouchés doivent être trouvés et des ponts créés avec les autres projets développés à l'échelle départementale et régionale.

La Région Grand Est prévoit justement le développement d'une « vallée de l'hydrogène ». Elle entend déployer, d'ici 2028, 40 à 100 stations alimentées en hydrogène produit localement (soit 18 kT à 36 kT de production) et 2000 à 5000 véhicules utilitaires légers ainsi que 80 à 200 véhicules de transport lourd (bus, camions, bateaux).

« Avec 80 % des technologies hydrogène présentes sur son territoire, la Région enregistre une concentration exceptionnelle des acteurs de la filière hydrogène. Auvergne-Rhône-Alpes a donc décidé d'en faire une filière d'excellence. »

Région AURA



© DR

à l'horizon 2020 et de 86 stations à horizon 2030. Si ce calendrier a pris un peu de retard (une dizaine de stations aujourd'hui), la dynamique est lancée.

En parallèle, une étude sur le potentiel de développement de lignes d'autocars au GNV a été réalisée avec la Fédération nationale du transport de voyageur (FNTV). Elle s'est concrétisée par la mise en circulation de trois cars interurbains roulant au GNV.

Enfin, la Région a lancé, en partenariat avec la société d'économie mixte (SEM) Sydela Énergie 44, une expérimentation pour accompagner les transporteurs de marchandises dans l'acquisition de véhicules GNV. Une aide forfaitaire de 10 000 € est versée par véhicule. 80 000 € ont déjà été engagés.

Auvergne Rhône-Alpes : premier territoire à hydrogène en Europe en 2050 ?

La Région Auvergne Rhône-Alpes fait, quant à elle, le pari de l'hydrogène. Avec son projet « Zero Emission Valley », elle entend même devenir le premier territoire à hydrogène en Europe, en s'appuyant sur les forces vives du territoire et en développant les débouchés. « Avec 80 % des technologies hydrogène présentes sur son territoire, la Région enregistre une concentration exceptionnelle des acteurs de la filière hydrogène. Auvergne-Rhône-Alpes a donc décidé d'en faire une

filière d'excellence », indique-t-elle. Pour amorcer le développement de la mobilité hydrogène, elle financera l'installation de vingt stations hydrogène et le déploiement de 1 000 véhicules. La première station de recharge a d'ailleurs été inaugurée le 14 février à Chambéry. Pour mailler le territoire, Auvergne Rhône-Alpes entend travailler avec ses voisins, Régions et pays frontaliers, « en tenant compte de l'implantation des zones d'activités économiques et des plateformes multimodales ».

Plusieurs appels à projets seront lancés, notamment « Véhicules H2 ». « Un partenariat public/privé est à construire autour de majors et de start up du territoire. L'objectif est de proposer au marché des véhicules hydrogène au même prix que le véhicule équivalent diesel », indique la Région.

Par ailleurs, un appel à projets « GNVolontaire » permettra de développer les véhicules roulant au bioGNV. Car dans son scénario 100 % énergies renouvelables en 2050, la Région Auvergne Rhône-Alpes mise également sur la méthanisation. « Le biométhane représentera, à l'horizon 2030, 30 % de la consommation de gaz en région », précise le Sraddet. De 433 GWh de capacité de méthanisation en 2015, elle entend passer à 5 933 GWh en 2030 et 11 000 GWh en 2050. Autrement dit, développer 10 600 GWh de capacités de production supplémentaires. ①

Sophie Fabrégat

Le scénario 100 % gaz vert de Nouvelle Aquitaine c'est :

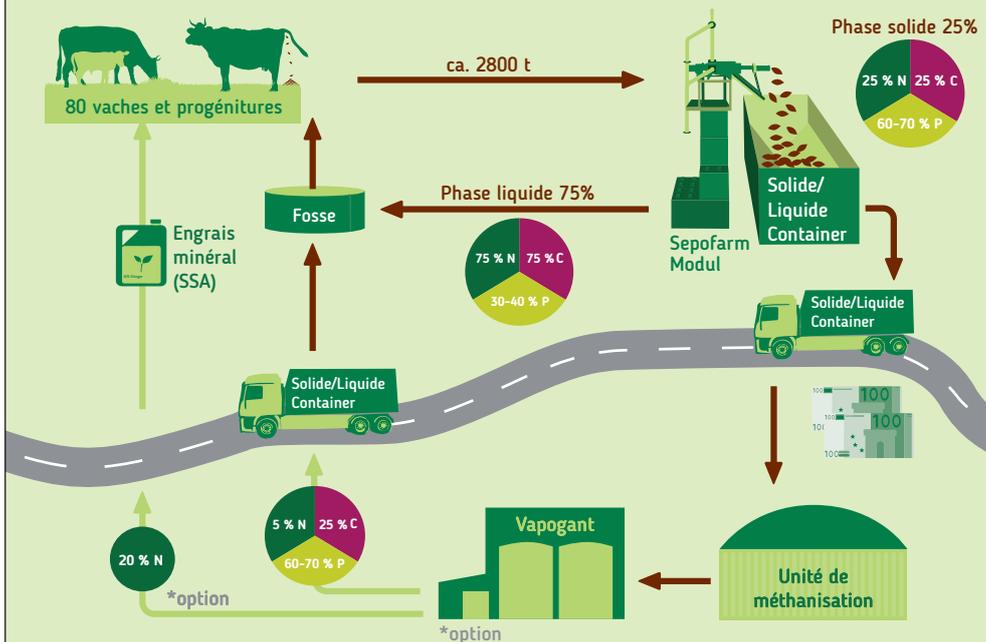
830
unités de production de gaz renouvelable d'ici 2050 dont...

730
unités de méthanisation,

67
de pyrogazéification et...

35
de power-to-gas.

Le cercle économique parfait Vapogant et Sepofarm Modul



Biogastechnik Süd GmbH Am Schäferhof 2, 88316 Isny im Allgäu, Allemagne, Tél. +49 7562/970 85-40

www.biogastechnik-sued.de



- ✓ Application au niveau du sol sans problème
- ✓ Ordonnance sur les engrais (bilan azoté et phosphoré)
- ✓ Réduction des volumes de transport et de stockage par l'affinage des produits de fermentation
- ✓ Production propre d'engrais minéraux (SSA)
- ✓ Cycle économique rentable et respectueux de l'environnement

Une équipe spécialisée dédiée aux projets de production et de commercialisation d'hydrogène



Cabinet d'avocats indépendant, nous accompagnons déjà deux projets d'unités de production massive d'hydrogène en France. Nous intervenons sur l'ensemble des étapes des projets :

- Etude de faisabilité : foncier, urbanisme, réseaux, ICPE, énergie
- Négociation et rédaction des titres fonciers et des contrats commerciaux
- Accompagnement en développement : audits préalables de dossiers administratifs (autorisation environnementale, permis de construire, loi sur l'eau, approbation d'ouvrage électrique), conseil dans le cadre des procédures (concertation, instruction, enquête publique, interfaces avec les réseaux publics)
- Contentieux des autorisations
- Commercialisation de l'énergie : stockage, vente, raccordement aux réseaux, distribution, droit à l'injection
- Veille réglementaire et lobbying

stephanie.gandet@green-law-avocat.fr

www.green-law-avocat.fr



DÉVELOPPEMENT & INVESTISSEMENT



INGÉNIERIE & CONSTRUCTION
WWW.NASKEO.COM



EXPLOITATION & MAINTENANCE
WWW.SYCOMORE-SERVICES.COM



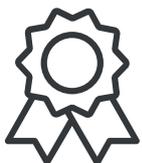
ENTRAIDE



INNOVATION



ECO-RESPONSABILITE



PROFESSIONALISME

Le Groupe Keon est une société française indépendante créée par trois associés travaillant depuis 15 ans dans le domaine du biogaz.

Le groupe propose des solutions, qui s'articulent autour de 3 axes d'activités :

TER'GREEN : le développement et l'investissement dans les projets de biométhane

NASKEO : la construction des unités de méthanisation avec une cinquantaine de sites en fonctionnement ou en construction

SYCOMORE : la maintenance et l'exploitation des unités de méthanisation

Le groupe s'appuie sur une équipe d'une soixantaine de collaborateurs réunissant toute la diversité de compétences nécessaires pour appréhender correctement les projets : énergéticiens, agronomes, biologiste, mécaniciens et électrotechniciens, etc.

Ce sont ses différentes couches métiers qui font du groupe Keon une entreprise leader sur le marché français.

TERRITOIRES

▼ CULTURES INTERMÉDIAIRES



UN CERCLE ÉCONOMIQUE VERTUEUX POUR LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

— Le développement de la production de biogaz s'appuiera, à terme, en partie sur les cultures intermédiaires. À Cestas en Gironde, une unité de méthanisation est alimentée exclusivement par ces cultures, qui viennent s'insérer dans les rotations agricoles de l'exploitation.

L

es objectifs de développement de la méthanisation posent la question des intrants nécessaires.

Contrairement à l'Allemagne, la France a décidé de limiter le recours aux cultures énergétiques dédiées pour éviter les conflits d'usage des sols. En revanche, utiliser des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) sera nécessaire pour alimenter les méthaniseurs et compléter les gisements d'effluents d'élevage, de sous-produits de l'agriculture et de déchets verts.

À Cestas, en Gironde, une unité de méthanisation tourne à 100 % avec des CIVE. Inauguré à l'été 2018, le projet Pot-au-Pin a été initié par un producteur de carottes et de poireaux pour la grande distribution et les grossistes, sous la marque Planète Végétal. « Nous avons des terrains non cultivés pendant une période de l'année, un climat doux et une nappe d'eau à proximité. Les cultures intermédiaires permettent d'occuper le terrain et de produire des matières vertes pour la méthanisation », explique Christian Letierce, gérant de Pot-au-Pin. Les CIVE viennent s'intercaler entre les cultures principales et enrichissent le système agricole de l'exploitation. « C'est un cercle économique vertueux », estime François Brethes, responsable maintenance du site.

Du seigle et du maïs ensilage

L'idée s'est imposée assez naturellement : « Notre système de production repose sur la culture de légumes (carottes, poireaux) qui nécessitent des rotations longues, entre quatre et cinq ans. Entre les deux, nous produisons du maïs doux, du haricot vert et du maïs grain. Mais sur la période qui court d'octobre

à avril/mai, date des semis, une partie de nos terres sont libres », explique Christian Letierce.

Les cultures intermédiaires permettent à la fois d'occuper ces terres et de produire l'intrant pour le digesteur. À partir de 2016, deux années de tests ont été menées sur différentes cultures : l'orge, l'escourgeon (orge d'hiver) et le seigle. Le choix s'est finalement porté sur ce dernier : « Le seigle produit plus de matières vertes lorsqu'on le récolte à un stade d'immaturité. Il se sème à partir du 15 septembre et se récolte de mi-avril jusqu'à début mai, pour une récolte à 30 % de matières sèches ». Après plus d'un an de fonctionnement, les retours sont positifs : « Cette culture s'est bien insérée dans notre système agricole. Quelques surfaces de maïs grain ont été réduites pour répondre aux besoins. Aujourd'hui, nous réalisons deux récoltes de CIVE par an : le seigle en avril-mai et le maïs ensilage fin octobre, en complément de la culture de l'escourgeon destinée aux animaux ».

Une station GNV installée à proximité

Le seigle, une fois broyé, est stocké en silo pour alimenter le méthaniseur. Celui-ci en consomme actuellement 30 tonnes par jour et, d'ici juin 2020, jusqu'à 60 tonnes. « Lorsque nous avons lancé le projet, nous l'avons simplement soumis à déclaration dans le cadre de la réglementation ICPE, ce qui limitait la capacité à 10 000 tonnes d'intrants par an. Par ailleurs, la capacité du réseau de gaz ne pouvait dépasser 125 Nm³/h. Ce frein réseau est désormais levé, nous avons donc déposé un dossier d'enregistrement ICPE pour doubler la capacité », explique François Brethes.

Chiffres clefs du méthaniseur

100 %
alimenté
en CIVE

20 000
tonnes par an

250
Nm³/h produits
et injecté sur le réseau

23
GWh/an

Des avantages agronomiques à consolider

Après de nouveaux investissements, le méthaniseur devrait ingérer 20 000 tonnes par an et produire 250 Nm³/h d'ici fin juin. Soit 23 GWh/an. « En 2020, nous serons producteurs nets d'énergie », se félicite Christian Letierce.

Le biogaz produit, composé à 53 % de méthane, est épuré puis injecté dans le réseau et alimente, en partie, une station multi-énergies construite à 3 kilomètres de là par Air Liquide, partenaire du projet. « Nous sommes dans un secteur où il y a beaucoup d'industriels ». Carrefour, notamment, y a ses bases logistiques. L'enseigne de la grande distribution s'est fixé pour objectif de réaliser 40 % de sa logistique au bioGNV d'ici 2025. « Aujourd'hui, la station dessert 40 camions par jour. Mais le méthaniseur produit de quoi faire le plein de 100 camions par jour, et bientôt, le double », détaille Christian Letierce.

Des gains d'un point de vue agronomique

Grâce à un contrat de rachat sur quinze ans, l'installation est aujourd'hui proche de l'équilibre. Les trois à quatre heures de travail quotidien nécessaire pour le méthaniseur sont réalisées en interne (remplissage des trémies, rondes de sécurité, enregistrement de données quotidiennes (obligation ICPE), entretien technique...). L'exploitation devrait s'améliorer à moyen terme d'un point de vue agronomique : « Les cultures intermédiaires nous évitent de laisser les terres à nu en hiver.

Les cultures intermédiaires présentent de nombreux atouts environnementaux et agronomiques. Elles permettent de réduire les pertes de nitrate vers les masses d'eau, de lutter contre l'érosion des sols, de fixer l'azote dans les sols (légumineuses notamment), de stocker les matières organiques et le carbone dans les sols, ou encore de gérer les adventices. Le choix de la variété de CIVE dépendra du calendrier de semis et de récolte des cultures principales, de la production en biomasse, des besoins hydriques de la plante et de sa résistance aux pressions (ravageurs, maladies...). L'objectif est d'obtenir le plus de biomasse possible au moindre coût, sans impacter les cultures principales et en garantissant l'amélioration des services écosystémiques. De nombreux travaux sont actuellement menés par l'Inrae, les chambres d'agriculture, les instituts techniques... pour déterminer les meilleures pratiques et variétés selon les systèmes de production.

Elles absorbent les nitrates et enrichissent les sols, car lors de la fauche, les racines sont laissées dans le sol », indique François Brethes.

Après son passage dans le méthaniseur, « une tonne de matière sèche permet de produire 1 m³ de digestat riche en matières organiques et en fertilisants (potasse, azote ammoniacé, oligoéléments...), qui sert à amender nos cultures. Cela devrait nous permettre de réduire de 40 % notre dépendance aux engrais », estime Christian Letierce.

Un système gagnant gagnant donc pour cette exploitation labellisée Haute valeur environnementale (HVE), c'est-à-dire qu'elle a atteint le troisième et dernier niveau de cette démarche environnementale. **11**

« Aujourd'hui, la station dessert 40 camions par jour. Mais le méthaniseur produit de quoi faire le plein de 100 camions par jour, et bientôt, le double. »

CHRISTIAN LETIERCE,
Pot-au-Pin

Sophie Fabrégat



TERRITOIRES

— Technologie reliant l'écosystème gaz à celui de l'électricité, le power-to-gas est promis à un bel avenir, selon **Anthony Mazzenga**, directeur gaz renouvelables chez GRTgaz. Retour sur les projets en cours.

▼ AVIS D'EXPERT

HYDROGÈNE : DU CONCEPT DE SECTOR COUPLING AUX PROJETS CONCRETS

L'

hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable ou décarbonée, ou power-to-gas, peut, à plusieurs titres, jouer un rôle clé dans la réalisation de la transition énergétique. Il peut en effet alimenter une variété d'usages (mobilité, chaleur, matière première...) ou être stocké et reconverti en électricité via des piles à combustibles. Enfin, cet hydrogène peut être valorisé grâce aux infrastructures de gaz, en premier lieu en mélange avec le gaz naturel et le biométhane. D'autres voies d'intégration sont possibles grâce à la méthanation, c'est-à-dire la combinaison de l'hydrogène avec du CO₂ pour produire du méthane de synthèse, ou par le déploiement d'infrastructures 100 % hydrogène, notamment par conversion d'ouvrages gaziers existants. Les opérateurs d'infrastructures gazières ont publié, en juin 2019, un rapport sur les « Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel » qui confirme la possibilité d'intégrer des quantités massives d'hydrogène dans les infrastructures de gaz pour des coûts d'adaptation limités.

Dans certaines configurations, le power-to-gas pourra rendre de nombreux services au système électrique qui devra faire face au défi de l'intégration de parcs à profils de production variables. Le power-to-gas est en effet la seule technologie disponible pour absorber des excédents massifs et saisonniers de production d'électricité. Elle peut aussi permettre de résoudre les congestions locales des réseaux de distribution ou de transport d'électricité. On parle ainsi de sector coupling, c'est-à-dire le rapprochement des secteurs électriques



et gaziers déjà initié avec le gas-to-power et bientôt amplifié avec le power-to-gas. À la clé, le sector coupling permettra de maximiser le développement des énergies renouvelables tout en réduisant les coûts d'investissements nécessaires dans les infrastructures d'électricité.

Du concept à la réalité : le foisonnement des démonstrateurs power-to-gas

Le nombre de projets power-to-gas et la diversité des acteurs impliqués dans ces projets témoignent de l'intérêt du sujet à travers l'Europe. Gas in Focus, l'observatoire du gaz de GRTgaz et de Sia Partners fait ainsi état, en 2019, de 47 projets de démonstrateurs et de plus de 150 projets de recherche en lien avec la filière hydrogène dans les différents pays européens. La France n'est pas en reste avec des démonstrateurs en cours et à venir.

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur power-to-gas en France avec une injection jusqu'à 20 % d'hydrogène sur le réseau de distribution. Le projet est mené par Engie Lab Crigen et regroupe 11 partenaires, dont GRDF qui teste l'injection dans le gaz naturel d'hydrogène sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, à proximité de

Chiffres clés de la
filrière hydrogène dans
les différents
pays européens :

47

projets

de démonstrateurs

150

projets

de recherche

Jupiter 1 000 est le premier pilote de power-to-gas de taille industrielle avec 1 MWe de capacité d'électrolyse PEM (membrane) et alcaline.



© Technivue - Stéphane GRUFFAT

Dunkerque, depuis 2018.

Avec le projet Jupiter 1000, GRTgaz et ses 8 partenaires déploient le premier pilote de power-to-gas de taille industrielle avec 1 MWe de capacité d'électrolyse PEM (membrane) et alcaline. Le démonstrateur comprend également une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin et une unité de méthanation catalytique pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse. L'injection du mélange hydrogène-méthane de synthèse avec le gaz naturel démarrera en 2020 pour une durée de 3 ans. Elle permettra de tester en situation réelle les effets de ce mélange sur la canalisation de transport existante et sur les deux clients industriels desservis sur le port de Fos-sur-Mer.

Les projets Méthycentre et Hycaunais sont pilotés par Storengy et visent à coupler biométhane et power-to-gas grâce à, respectivement, une méthanation catalytique et une biologique. Les projets testeront les interactions innovantes entre les différentes briques comme l'épuration du biogaz, l'électrolyse et la méthanation. Le couplage méthanisation et méthanation permet notamment de presque doubler le rendement carbone du biogaz issu de la méthanisation et de s'affranchir d'un captage de CO₂ pour le processus de méthanation. Ces projets sont actuellement en développement et entreront en phase opérationnelle en 2021.



© GRTgaz

« Le power-to-gas est en effet la seule technologie disponible pour absorber des excédents massifs et saisonniers de production d'électricité. »

ANTHONY MAZZENGA,
directeur gaz renouvelables
chez GRTgaz.

Enfin, le projet H2V59 porté par la société H2V Industry est la première installation industrielle de power-to-gas en cours de développement en France. Située à Loon-Plage sur le port de Dunkerque, l'installation comportera une première tranche d'électrolyseurs de 100 MW de capacité raccordée au réseau RTE et produira de l'hydrogène valorisé en injection dans le réseau de GRTgaz. Le projet représente 250 millions d'euros d'investissement. Actuellement en phase d'autorisation administrative, la mise en service est prévue en 2022-2023.

D'autres projets sont en phase d'émergence comme Hygreen, piloté par l'intercommunalité Durance Luberon Verdon Agglomération. Tous ces projets ne manqueront pas de participer à l'appel à manifestation d'intérêt « Projets innovants d'envergure européenne ou nationale » lancé début 2020 par le gouvernement, preuve que la France est bien décidée à construire une filière industrielle nationale autour du power-to-gas.

Le power-to-gas s'inscrit dans une dynamique hydrogène plus large

L'hydrogène ne se limite pas au power-to-gas pour l'industrie du gaz. En effet, d'autres sources sont amenées à se développer à l'avenir, que ce soit la valorisation de l'hydrogène coproduit dans l'industrie ou celui issu de la pyrogazéification de déchets ou de biomasse. Enfin, le gaz lui-même pourrait être transformé en hydrogène bas-carbone par le développement de la capture et du stockage de CO₂ sur les unités de reformage. La pyrolyse du méthane est également prometteuse car elle permet de produire à partir de gaz naturel de l'hydrogène et du carbone solide, valorisables dans l'industrie ou plus facilement stockables que le CO₂. Autant de sujets sur lesquels la filière gaz se mobilise pour contribuer à la neutralité carbone en 2050. **①**

Anthony Mazzenga,
Directeur gaz renouvelables GRTgaz

TERRITOIRES

▼ GRAND ANGLE

À LOCMINÉ, LIGER OPTIMISE TOUS
LES MAILLONS DE LA CHAÎNE DE

METHANIS



ATION

130 m³/h
de biométhane injecté

280 000 kg
de bioGNV
distribués/an

— Créer une économie autour de la méthanisation pour rendre la filière rentable, tel est l'objectif que s'est fixé la SEM Liger. Après avoir fait la preuve de son modèle, elle entend essaimer ailleurs en France.

«**L**

a méthanisation n'est pas une fin en soi, c'est un début. » En quelques mots, Joël Tanguy, directeur technique de la société d'économie mixte (SEM) Liger, résume l'état d'esprit qui a guidé

le projet de méthanisation de la commune de Locminé, dans le Morbihan.

Si la motivation initiale était de réduire la dépendance du territoire aux énergies fossiles, en se basant sur les ressources locales, « on a toujours défendu l'idée d'aller plus loin », explique-t-il. Au-delà de la cogénération et de la production de biométhane pour l'injection, d'autres voies de valorisation ont été développées : station bioGNV, mais aussi valorisation des sous-produits par l'épandage, la production de compost et, pourquoi pas, demain la pyrogazéification...

À Locminé, la logique d'économie circulaire est appliquée à tous les maillons de la chaîne ; la recherche d'optimisation et de valorisation est permanente : « Notre objectif est d'aller chercher l'équilibre financier, sans le soutien de l'État, pour que la filière soit viable. Il est nécessaire de rendre rentables les équipements de méthanisation, sinon, on compromet leur renouvellement demain. C'est ce qu'il s'est passé en Allemagne », explique Joël Tanguy.

Pour valoriser cette expérience, en 2018, la SEM a donné naissance à une SAS, Liger BioConcept. La société prend en charge les développements extérieurs (stations bioGNV...) et accompagne d'autres projets de territoires.

Optimiser la recette pour produire un gaz de qualité

Le méthaniseur, mis en service en novembre 2016, accueille jusqu'à 45 matières différentes, produites dans un rayon de 10 à 12 kilomètres autour du site : des déchets de collectivités, des effluents agricoles (lisiers d'élevages) et une majorité de déchets issus des industries agroalimentaires alentours (abattoirs, biscuiteries, usines de transformation...).

La spécificité de ce territoire, riche en industries agroalimentaires, permet à Liger de faire la fine bouche quant aux intrants sélectionnés et, ainsi, d'optimiser la recette. « Nous avons réalisé un gros travail sur les matières pour avoir un biogaz de qualité, explique Joël Tanguy. La méthanisation implique de respecter la biologie du vivant, il faut la comprendre, la suivre, l'optimiser pour obtenir la qualité. C'est nécessaire pour

TERRITOIRES

▷ garantir le bon vieillissement des installations et la rentabilité économique du projet », estime Joël Tanguy. Résultat : un biogaz composé à 70 % de méthane, ce qui a permis d'augmenter la production du site de 60 m³/h, estimés au départ, à 130 m³/h. Le biogaz produit est triplement valorisé : la cogénération permet de produire de l'électricité et de la chaleur (valorisée dans le réseau de chaleur), le biométhane est injecté dans le réseau. Une partie est valorisée dans une station bioGNV qui alimente des poids lourds, des véhicules de particuliers ou d'entreprises. « La station distribue près de 280 000 kg de bioGNV par an, soit l'équivalent de 334 000 litres de gasoil », détaille Joël Tanguy.

Créer un réseau national de stations GNV en circuit court

Afin de créer une boucle locale, une station de bioGNV grand public a été ouverte en 2017 à Locminé, avec une cinquantaine d'utilisateurs réguliers (particuliers, entreprises locales, camions de la collectivité). À 0,70 € l'équivalent litre d'essence, le carburant au méthane est attractif. Mais pour que cette mobilité se déploie réellement, les stations bioGNV doivent mailler le territoire.

C'est pourquoi la société Liger BioConcept, via sa filiale Karrgreen, entend renforcer le réseau français de stations bioGNV. L'objectif : installer plus de 150 stations d'ici 2024. De premières stations devraient voir le jour en 2020, notamment à Ploërmel (Morbihan) et à Rethel (Ardennes).

Pour atteindre cet objectif, Karrgreen vient de signer un accord stratégique avec Prodeval, qui produira les stations. L'idée est de reproduire le modèle de Locminé, basé sur une production locale de biométhane : « Le modèle Karrgreen repose sur des schémas d'économie circulaire impliquant des agriculteurs, des coopératives, des transporteurs, des acteurs de territoire », soulignent les partenaires.

Le cahier des charges est précis : « Les stations Karrgreen seront détenues par des sociétés de territoire (des SAS) qui auront comme actionnaires majoritaires des acteurs des territoires concernés et ce, afin que la valeur ajoutée reste durablement sur chaque territoire pour accompagner les mutations profondes des modèles sociétaux ».

Les stations seront destinées en priorité aux transporteurs routiers (poids lourds, cars, bus...). Elles seront également dotées de bornes de recharge électriques. Mais là aussi, la station devra fournir une électricité 100 % renouvelable, « avec certificat d'origine garantie » par la société E-Pango, référencée chez Powernext. Enfin, une cryptomonnaie a été créée pour valoriser les émissions de CO₂ évitées. « L'idée est de donner de la valeur ajoutée aux producteurs et aux usagers. Si demain, un cours de CO₂ est mis en place, on pourra valoriser nos actions », explique Joël Tanguy. En attendant, les usagers peuvent cumuler les « Clean Coin » pour gagner des pleins gratuits.

Fertilisant, compost et combustible

Pour évacuer le digestat produit par le méthaniseur, un plan d'épandage sur 4 500 ha, dans un rayon de 20 kilomètres autour du site, a été établi. Pour éviter des va-et-vient d'engins agricoles, des poches de stockage de 1 000 m³ ont été réparties au milieu des exploitations. « L'objectif est d'approcher au maximum le produit du terrain », souligne le directeur technique.

Pour boucler la boucle, des camions roulant au bioGNV approvisionnent ces poches de stockage. Liger assure également un suivi des surfaces épandues : « Nous avons de beaux retours pour l'instant : développement de l'humus, présence de nombreux lombrics... Le produit a un bon équilibre azote/phosphore. Les gains économiques

pour la cinquantaine d'agriculteurs sont estimés à 25 000 €/an pour cent hectares (économies en fertilisants, hausse des rendements...) ».

La partie la plus solide du digestat est, quant à elle, dirigée vers le centre de compostage du territoire, pour être valorisé en compost et, potentiellement, en granulés de compost.

Mais Liger regarde également vers la pyrogazéification. En soumettant le digestat à de fortes températures, il est possible de le transformer en combustible afin de le valoriser en énergie et de récupérer les cendres chargées en phosphore, pour la production de fertilisants. Un projet pilote de gazéification hydrothermale est mené avec GRTgaz et une équipe suisse. À suivre... ①

Sophie Fabrégat



© Liger

Locminé
en chiffres clefs

4 000
habitants

6 000
tonnes

de matières
méthanisées par an

45
flux différents
injectés sur le réseau

1,6
MWe
et 1,5 MWth
en cogénération

4 500
hectares
pour l'épandage

Site de méthanisation porté par la SEM Liger sur la commune de Locminé (Morbihan).



Poche de stockage de digestat installée près des sites d'épandage

Le gaz propane a aussi sa composante renouvelable : le biopropane

Le biopropane, le propane d'origine renouvelable, est un autre accélérateur de la diminution des émissions de CO₂ en complément du biométhane. L'alliance de ces biogaz et de systèmes à haute performance énergétique permet d'offrir une solution très peu carbonée à tous les territoires. Le biopropane est un biogaz liquide issu de la valorisation de matières organiques. À plus long terme, des procédés encore expérimentaux permettront de produire du biopropane à partir de micro-algues. Ce biogaz émet 60 g CO₂/Kwh (source : Base Carbone de l'Ademe), soit jusqu'à 80 % de moins que le propane traditionnel.

Ce biogaz liquide offre aux territoires non desservis par le réseau de gaz naturel une possibilité supplémentaire de réduire leurs émissions de CO₂. Totalement miscible avec le propane classique, le biopropane peut être conditionné et transporté de la même manière. De même, il peut être consommé partout en France et il est utilisable immédiatement, avec les mêmes moyens de stockages, appareils de cuisson ou de chauffage, sans investissements spécifiques : c'est un avantage dont peu d'énergies renouvelables bénéficient.

Le gaz propane et sa composante renouvelable, le biopropane, apportent une solution alternative économique au fioul. Remplacer 1 million de chaudières fioul par des chaudières au gaz à très haute performance énergétique permet de réduire d'environ 50 % les émissions de CO₂ (valeur obtenue avec 15 % de biopropane) et d'aller ainsi au-delà des objectifs nationaux de 30 % fixés pour 2028. Outre l'impact positif au niveau environnemental, la substitution du fioul par des solutions gaz propane permet aussi de répondre à l'enjeu de l'augmentation des pointes de consommation électrique liée à la massification des usages électriques, et participe à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Un risque de pointe qui frappe de manière plus forte les territoires les plus isolés, là où d'autres énergies sont peu présentes, voire absentes.

Comité français butane propane

Multitec® BioControl

Combinaison d'analyseurs de biogaz
à poste fixe et mobile



Multitec® 540

Analyseur mobile multigaz
Application agricole



Multitec® 545

Analyseur mobile multigaz
Application STEP et
site d'enfouissement



- Existe en 2, 4 et 8 voies de prélèvement
- Capteurs infrarouge sélectifs pour les hydrocarbures et le CO₂
- Capteur électrochimique pour l'H₂S avec une plage de mesure étendue (5.000 ppm)
- Mesure simultanée jusqu'à 5 gaz

RLWA-BI 05002032020

SEWERIN | 17, rue Ampère-BP 211 | F-67727 HOERDT CEDEX | Tél. +33 (0)3 88 68 15 15 | Fax. +33 (0)3 88 68 11 77 | www.sewerin.com



LE SITE LEADER
DE L'EMPLOI
EN ENVIRONNEMENT

www.emploi-environnement.com



Energie • Eau • Déchets • QHSE • Bâtiment • Aménagement • Biodiversité

3 QUESTIONS À...

Méthanisation : la sécurisation juridique et assurantielle des projets fait progresser la filière



— Les projets en méthanisation sont souvent complexes et mobilisent d'importants capitaux. Le cabinet d'avocats Carakters accompagne les parties prenantes dans la sécurisation de leurs investissements, de la conception à la réalisation. Le point sur la méthode.

Avec **Xavier Marchand**, Avocat, Managing Partner chez Carakters

Q Quel est le rôle d'un cabinet d'avocats dans un projet de méthanisation ?

X. M. : Les unités de méthanisation sont des projets qu'il faut sécuriser. Les agriculteurs, banquiers, assureurs, constructeurs, prestataires... ont chacun une connaissance pointue de leur domaine qu'ils expriment dans leur langage. L'avocat apporte sa vision globale des risques pesant sur le projet et son expérience de la diversité des points de vue.

Dans le cadre d'une cartographie des risques encourus (événements climatiques, rupture d'approvisionnement, épidémie, faillite...), l'avocat invite les parties à dialoguer sur des cas précis pour définir des plans d'actions qu'il traduit ensuite dans un langage clair : « le contrat », fruit d'un travail commun.

Q Concrètement, sur quoi porte la vigilance de Carakters pour ses clients ?

X. M. : Un projet réussi est l'atteinte de trois objectifs : construire dans les délais, respecter les coûts et atteindre les performances prévues.

Les causes principales d'échec sont souvent humaines. Elles résultent, d'une part, de l'inadéquation de leurs moyens techniques, humains ou financiers pour réaliser leur mission et, d'autre part, d'un défaut de communication entre les parties.

Carakters procède à une analyse rigoureuse des capacités des parties pour s'assurer qu'elles sont en mesure de tenir leurs engagements. Il vérifie ensuite, lot par lot, que les besoins des uns ont bien été intégrés par les autres. Tout ceci se fait au moyen d'outils de gestion de projet.

Q Carakters soutient la mise en place du label Qualimétha. Qu'est-ce que c'est ?

X. M. : Le label Qualimétha s'inscrit dans une démarche de professionnalisation de la filière. Il sanctionne la qualité et les compétences des constructeurs, des MOE et des AMO techniques, sur les plans organisationnels, techniques et juridiques. Il est porté par l'ATEE CLUB BIOGAZ et soutenu par l'Ademe et BPI France qui entendent le rendre obligatoire.

Carakters participe très activement à la mise en place de ce label. Il apporte sa vision de la nécessaire clarification des rôles et des responsabilités de chacun, y compris des porteurs de projets, et son expérience de rédaction et d'animation des labels (QUALIPOL et BBGA).

TECHNOLOGIES

— Le traitement des biodéchets doit se généraliser. Mais quelle est l'échelle la plus pertinente entre le compostage à domicile et la méthanisation à grande échelle ? Réponse avec **Jimmy Colomies**, co-fondateur de la start-up Tryon.

▼ AVIS D'EXPERT

BIODÉCHETS : ET SI L'ÉCHELLE INTERMÉDIAIRE ÉTAIT LA JUSTE ÉCHELLE ?



À l'heure de la prise de conscience individuelle et des évolutions réglementaires sur la gestion des biodéchets, se pose la question de la juste échelle des solutions de valorisation. En effet, après le

Grenelle 2 pour les producteurs de plus de 10 t/an, la loi transition énergétique va généraliser l'obligation de tri à la source et de valorisation des biodéchets pour tous les acteurs, jusqu'aux particuliers, d'ici 2023. Cela représente un tiers de nos ordures ménagères, soit un gisement de près de 20 millions de tonnes par an en France qui, contrairement aux déchets organiques agricoles et industriels valorisés à l'heure actuelle, sont produits par une multitude de petits producteurs disséminés sur l'ensemble du territoire.

Le biodéchet a par ailleurs un statut de SPAN3 (Sous-Produit ANimal de catégorie 3) qui implique des process et autorisations spécifiques : hygiénisation, agrément sanitaire, traçabilité... Ainsi, dans un objectif de réduction du coût et de l'impact social et environnemental de la gestion complète des biodéchets (collecte & traitement), il est nécessaire, pour chaque territoire, de se poser la question de la bonne échelle à adopter.

L'importance de la taille des unités

Dimensionnées trop grandes, les unités peuvent rencontrer des difficultés d'approvisionnement de par la multitude des acteurs et l'étendue de la zone de chalandise, mais également de mise en place. Plus les projets sont importants, plus ils sont complexes et longs, avec parfois plus de quatre ans de mise en œuvre. De



© Tryon

« La décentralisation des unités, permet par ailleurs, en plus de la réduction de la logistique de collecte des déchets, de rapprocher la production de biogaz des zones de consommation. »

JIMMY COLOMIES,
co-fondateur de la start-up Tryon

plus, l'envergure des projets impacte directement le volume du trafic généré, ce qui peut soulever la crainte des riverains, entraînant malheureusement parfois des recours susceptibles de repousser, voire faire tomber, le projet.

Dimensionnées trop petites en parallèle, les unités rencontrent de nombreuses difficultés techniques et économiques, notamment liées aux sujets sécuritaires et réglementaires. Les contraintes de la méthanisation, additionnées à celle des SPAN3, impose en effet de devoir intégrer et amortir des fonctionnalités comme la réception des camions de collecte, la gestion des erreurs de tri et des produits emballés, l'hygiénisation... Cela implique alors des seuils de rentabilité pour permettre aux unités de tourner avec un coût de traitement de déchet cohérent face au coût de production du MWh énergétique.



Vue virtuelle d'un site de méthanisation modulaire
pouvant être installé sur des parcelles de 2000m².

© Tryon

Les biodéchets
représentent un
tiers de nos ordures
ménagères, soit un
gisement de près de

20
millions de tonnes
par an en France

Si, en théorie, des unités individuelles à l'échelle de la GMS, de la restauration, voire du résidentiel, paraissent optimales pour ce nouveau tri sélectif des petits producteurs, elles ne semblent en réalité pas fournir une réponse pertinente sur de nombreux aspects. En termes d'implantation par exemple, la réglementation impose, entre autres, une distance minimale de 50 mètres d'une habitation qui est dans les faits souvent revue à la hausse par précaution. Cela additionné aux contraintes de surface, de rétention, à l'impossibilité d'être disposé en milieu confiné, fait qu'il est impossible d'en faire bénéficier tous les acteurs. Une collecte devrait alors être mise en place pour ces acteurs non éligibles, et le bien-fondé de la solution s'en retrouverait alors à nouveau remis en question.

Vers des capacités de traitement évolutives

Il existe en revanche une échelle intermédiaire permettant d'adopter une forme de « juste échelle » face aux besoins d'un territoire. Cette échelle dépend, d'une part des caractéristiques du territoire en question, mais également de l'avancement sur la mise en place du tri sélectif qui peut nécessiter plusieurs années avant d'atteindre un taux de captation nominal. Elle n'est donc pas forcément fixe et peut au contraire avoir un

intérêt à être évolutive. Un bon dimensionnement se caractérise alors par l'association échelle/modularité qui permet d'atteindre une rentabilité économique pour traiter sur de courtes distances les déchets de tous les acteurs d'une localité.

Des entreprises comme Tryon ont ainsi développé des technologies innovantes, offrant des capacités de traitement évolutives d'environ 1 000 à 10 000 t/an. Ces solutions standards et modulaires permettent ainsi de fournir aux collectivités locales une solution simple et rapide à déployer. Ces solutions peuvent en effet être mises en place en moins d'un an sur de petites parcelles de l'ordre de 2 000 m², avec très peu de génie civil et une acceptabilité améliorée. Les solutions sont parfois même proposées avec une offre clé en main pour les aspects d'accompagnement au montage projet, de financement et d'exploitation-maintenance.

La décentralisation des unités permet par ailleurs, en plus de la réduction de la logistique de collecte des déchets, de rapprocher la production de biogaz des zones de consommation. C'est un des critères clé pour le biogaz, très complémentaire aux autres énergies renouvelables grâce à sa production continue, afin de limiter l'aménagement nécessaire aux infrastructures existantes comme les réseaux de transport et de distribution du gaz naturel. **■**

Jimmy Colomies,
co-fondateur de la start-up Tryon

TECHNOLOGIES

EXPÉRIMENTATION

ATLANTECH, UNE BOUCLE ÉNERGÉTIQUE MÊLANT AUTOCONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET HYDROGÈNE

— La construction d'un nouveau quartier au cœur de La Rochelle est l'occasion d'expérimenter une boucle énergétique mêlant photovoltaïque et stockage hydrogène. De nouveaux modèles économiques pour l'énergie et la mobilité vont être testés.

C' est en quelque sorte un laboratoire. De l'autoconsommation collective à la production et à la distribution d'hydrogène, en passant par le développement de nouveaux modèles de mobilité, la construction du quartier Atlantech, à La Rochelle (Charente-Maritime), s'accompagne de nombreuses expérimentations. Les 27 hectares d'un ancien terrain militaire vont progressivement accueillir logements, entreprises et activités d'enseignement, avec une ambition : être bas carbone. La complémentarité des usages et activités de ce nouveau quartier sont autant d'atouts pour tester de nouvelles manières de produire, mais aussi de consommer l'énergie. Le tout orchestré par l'association Atlantech, créée dès le lancement du projet pour rassembler tous les acteurs engagés dans la démarche (élu, CCI, université, FFB...). Détails.

Des bâtiments Bepos à une boucle énergétique

Tout commence par les bâtiments. Atlantech accueille d'ores et déjà le siège d'une entreprise, un centre de formation d'apprentis (CFA) et des logements pour accueillir ces derniers. S'y ajoutent un projet de construction

de 530 logements, un projet de zone d'activités, et enfin un projet d'agriculture urbaine sur 1,5 ha dont 400 m² de serres. Tous ces bâtiments sont ou seront Bepos, c'est-à-dire qu'ils produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.

« La particularité est que nous travaillons sur un quartier neuf, sur lequel tout est à construire. Les bâtiments sont performants, les besoins énergétiques sont donc réduits. Or, chacun a sa propre production. Nous proposons donc de passer à l'échelle du quartier », explique Sarah Ormazabal, chef de projet Énergie d'Atlantech. L'association a donc évalué le potentiel énergétique de l'ensemble du quartier. Il est estimé à « 4 MWC de photovoltaïque à un tarif économiquement compétitif ». Ces 4 MWC comprennent les productions de chaque bâtiment, mais pas seulement : « L'association va compléter les surfaces de production de chaque bâtiment, créer des ombrières de parking (300 kWc) et une ferme solaire de 1,5 MWC ». L'idée : créer une boucle d'autoconsommation collective. « L'avantage, c'est que cela permet de combiner différentes typologies de consommateurs sur la même zone. Le réseau électrique est le support de la boucle. Il est complété par une boucle d'échange de données », explique Sarah Ormazabal. Reste à convaincre consommateurs et usagers.



© Atlantech

Vue aérienne du quartier Atlantech en construction à La Rochelle.

La fourniture de l'électricité a été confiée à la société Alterna. « L'offre est à construire, à inventer pour cette boucle énergétique. Nous partons sur des contrats 100 % énergies vertes, la création d'une communauté énergétique locale... On ne peut pas imposer notre offre aux consommateurs du quartier. Il faudra donc qu'elle soit attractive », analyse Sylvain Gomont, le directeur général.

Un électrolyseur et des véhicules hydrogène pour absorber les surplus

Malgré les différentes temporalités de consommation des usagers, il faudra également gérer les surplus de production. « On a cherché dès le départ une solution pour consommer toute l'énergie produite. Soit on réduisait notre capacité de production, soit on stockait », explique Christophe Philipponeau, DG de l'association Atlantech. C'est finalement la deuxième option qui a été retenue.

Un petit stockage sur batterie permettra d'alimenter des usages collectifs, comme l'éclairage public. Des études sont en cours pour évaluer les possibilités de flexibilité liées au véhicule-to-grid (stockage, effacement...). Et, à partir de l'automne 2020, un électrolyseur va également transformer les surplus de production électrique en hydrogène. Au départ, il produira 10 kg par jour (soit de quoi alimenter un bus) mais sa production pourra atteindre 30 kg par jour. Selon les estimations, la production d'hydrogène devrait augmenter de 10 % le taux d'autoconsommation.

« Le vecteur hydrogène est intéressant mais les coûts de production sont élevés. Il fallait donc trouver des débouchés », explique Christophe Philipponeau. Atlantech répond donc à l'appel à projets de l'Ademe sur la mobilité hydrogène. « Nous n'avons pas trouvé d'opérateur donc nous l'avons créé ! », raconte le directeur général. Luzo investissements va mettre en location 50 véhicules à hydrogène (vélos, triporteurs, petits utilitaires) sur un modèle « full service », c'est-à-dire que le tarif proposé inclura la location du véhicule et le carburant. « Pour

« L'idée est de familiariser les usagers à l'hydrogène et de le mettre à la portée de tous. On sait que l'hydrogène est techniquement fiable, mais financièrement, il y a encore du travail. »

CHRISTOPHE PHILIPPONEAU,
DG de l'association Atlantech

concevoir cette offre, nous avons analysé les besoins des utilisateurs. Cela permet de se rendre compte que, parfois, un triporteur suffit pour réaliser le dernier kilomètre, quand l'utilisateur a tendance à utiliser un utilitaire ». Pourquoi proposer du « full service » ? « À 18 € le kg d'hydrogène produit, nous avons fait le choix de facturer l'usage et non l'énergie. Il faudrait plutôt être autour de 8 à 10 € pour être rentable » et attractif.

Mais, pour Christophe Philipponeau, l'enjeu est ailleurs : « L'idée est de familiariser les usagers à l'hydrogène et de le mettre à la portée de tous. Avec une vue systémique, on peut réduire les coûts et trouver les bonnes solutions. On sait que l'hydrogène est techniquement fiable, mais financièrement, il y a encore du travail ». L'association travaille à la répliquabilité de cette boucle énergétique sur le port de plaisance, le port industriel... L'ambition est de déployer 4 à 5 stations mixtes hydrogène / électricité sur l'agglomération. ①

Sophie Fabrégat



Esquisse numérique du projet de quartier Atlantech.

© TPEE

2 MWc

de photovoltaïque sur les immeubles

300 kWc

d'ombrières de parking

1,5 MWc

par une ferme solaire au sol

1 électrolyseur

30 kg

d'hydrogène produit par jour

50 véhicules à hydrogène alimentés

GESTION DE COMBUSTION POUR LE H₂ ET LE BIOGAZ

DUNGS[®]
Combustion Controls

HYDROGÈNE ET BIOGAZ → LES ENERGIES DE DEMAIN, DISPONIBLE CHEZ DUNGS DEPUIS 1991

- Depuis plus de 25 ans, DUNGS conçoit et produit des systèmes et rampes gaz pour l'hydrogène:
- Test d'étanchéité avec gaz de synthèse (5 % H₂ / 95 % N₂) ou hélium
- Contrôle d'étanchéité des électrovannes pour applications H₂ depuis 1991
- Electrovannes et pressostats avec marquage TÜV biogaz-Oktagon



Karl Dungs S.A.S.
368 Allée de l'Innovation • F-59810 Lesquin • France
Tel. +33 972 617 530 • E-Mail: info.f@dungs.com • www.dungs.com

H₂

BIO
GAZ

Laboratoire de 15 ans d'expérience dans l'analyse des Gaz et COV

Matrices analysables :

- ⌄ Biogaz
- ⌄ Biométhane
- ⌄ Bio-GNV
- ⌄ Hydrogène
- ⌄ Gaz de synthèse
- ⌄ Gaz de combustion
- ⌄ CO2 alimentaire

Pureté et impuretés du gaz :

- ⌄ Taux de CH₄, H₂, CO, N₂, O₂, CO₂
- ⌄ Pouvoir calorifique
- ⌄ Soufre total et mercaptique
- ⌄ Chlore, Fluor
- ⌄ Ammoniac
- ⌄ Siloxanes
- ⌄ COV totaux
- ⌄ Screening COV
- ⌄ ...



Analyses en laboratoire



Analyses sur site

μGC - μGC/MS - TD-GC/MS



LE LABORATOIRE EN MOUVEMENT

gaz d'aujourd'hui

VOTRE MAGAZINE D'ACTUALITÉ



LE DUO GAGNANT! ABONNEZ-VOUS

1

Des actualités et des chiffres clés au quotidien.

2

Des articles exclusifs pour nos abonnés.

3

Un magazine trimestriel imprimé et envoyé à nos abonnés.

4

Une newsletter hebdomadaire.

Rendez-vous sur www.gazdaujourd'hui.fr

Suivez nos actus sur LinkedIn
et Twitter (@Gazdaujourd'hui)

TECHNOLOGIES

— Le biométhane de synthèse produit par pyrogazéification est une autre voie de production de gaz vert injectable sur le réseau. Le potentiel est significatif selon **Olivier Guerrini**, directeur gaz renouvelable chez Engie.

▼ AVIS D'EXPERT

LE BIOMÉTHANE DE SYNTHÈSE, L'AUTRE GAZ INJECTABLE SUR LE RÉSEAU



© Engie

L

a filière « Injection de biométhane de synthèse » est une filière innovante d'énergies de récupération et renouvelables à la maille des territoires qui s'inscrit au cœur

de la transition énergétique et de l'économie circulaire.

Dotée de technologies innovantes avec des procédés pour la plupart éprouvés (TRL de 8 à 9) et à haut rendement énergétique (65 à 75 % pour la conversion Biomasse vers Biométhane), elle assure la conversion d'un gisement de ressources locales telles que des co-produits forestiers, des sous-produits agricoles, des combustibles recyclés type CSR¹ issus du tri des déchets en un méthane de synthèse renouvelable.

D'après une étude très récente ADEME, GRDF, GRTgaz, un gisement d'intrants de l'ordre de 230 TWh en 2050 (majoritairement bois et dérivés) sera techniquement mobilisable grâce à de nouvelles pratiques, comme la sylviculture dynamique et la mobilisation de ressources de type déchets de plastique ou des combustibles solides de récupération (CSR). En fonction des arbitrages réalistes sur les intrants, cela pourra représenter de 65 à 140 TWh de biométhane de synthèse injectable dans les réseaux.

Les filières méthanisation et pyrogazéification sont complémentaires et permettent de proposer une valorisation efficace des biomasses et matières organiques accessibles en territoire peu ou mal valorisées par ailleurs.

Ce biométhane ainsi produit est injectable dans les réseaux gaziers et substituable au gaz naturel dans toutes ses applications : production d'électricité, de chaleur, combustion directe, gaz matière première (valorisation matière : chimie, alimentation animale, matériaux...).

Des bénéfices majeurs pour l'environnement

La construction de la filière « Injection de biométhane de synthèse » s'inscrit résolument dans l'excellence environnementale. Les études préliminaires montrent que la filière française de production de biométhane de synthèse par pyrogazéification de la biomasse bois émet 18 gCO₂eq/MJ ou 64 gCO₂eq/kWh² (étude GAYA, 2017). Cela signifie qu'elle répond aux critères de durabilité en cours de définition par le Conseil Européen dans le cadre de la Directive RED II³. Cette filière innovante permet d'assurer une réduction des émissions de GES de 80 % pour un usage en mobilité (comparaison bioGNV par rapport aux filières diesel / essence), de réduire considérablement les émissions de poussières et de NOx, et de contribuer durablement à la réduction de 50 % de l'enfouissement et au recyclage de 100 % des plastiques collectés à l'horizon 2025 en France.

Par ailleurs, la filière « Injection de biométhane de synthèse » crée de nombreuses autres externalités positives ayant une valeur intrinsèque réelle tant au niveau national que territorial. On note notamment des effets positifs sur la santé, l'environnement, la balance commerciale, le réemploi d'installations industrielles, la contribution à la mise en place des territoires à énergie positive et une mobilité propre à l'échelle locale.

Démonstration industrielle et commerciale

La filière injection de biométhane de synthèse produit par pyrogazéification est actuellement en phase de démarrage industriel, avec l'émergence des premières unités commerciales en Europe. Ces premières installations à taille industrielle proposent des unités d'une puissance de l'ordre de quelques MW à plusieurs dizaines de MW

« Ce biométhane de synthèse ainsi produit est injectable dans les réseaux gaziers et substituable au gaz naturel dans toutes ses applications. »

OLIVIER GUERRINI,
Directeur Gaz
renouvelables, ENGIE
& Vice-Président du Club
Pyrogazéification ATEE

**R&D**

2005-2010

UNITÉS PILOTES

2010-2020

DÉMOS COMMERCIALES

2021-2024

DÉPLOIEMENT COMMERCIAL

2025-2030

et visent l'injection de biométhane de synthèse dans les réseaux de gaz. Avec l'appui de la puissance publique et des acteurs du monde de l'énergie, la filière sera en capacité, à l'horizon 2021 à 2024, de délivrer les premières installations à taille industrielle rentables. Parmi les projets commerciaux en cours de développement, on peut souligner le projet Salamandre. Ce projet d'installation commerciale de biométhane injectable en est au stade de pré-développement. Il s'agira de construire une unité d'une puissance de 20 à 30 MW biométhane basée sur le retour d'expérience du projet GAYA dans le port du Havre, avec une valorisation du biométhane, de la vapeur et du CO₂ vert produit vers les industriels locaux. En Europe, nous pouvons également noter les projets commerciaux Gobigas (20 MW BioCH₄, fonctionnelle), Kameleon (en développement, NL), Gogreengas (4 MW biométhane, en construction, UK) ; Cheshire (20 MW biométhane, UK).

Afin de rendre possible l'essor industriel de la pyrogazéification pour injection dans les réseaux en France, il est nécessaire d'établir le cadre réglementaire nécessaire au démarrage de la filière, via un mécanisme de soutien sur le gaz injecté dans les réseaux.

Ces démonstrateurs industriels permettront d'acquérir de l'expérience et d'engager la filière sur une courbe d'apprentissage assurant une amélioration continue de sa compétitivité. Le scénario industriel proposé présente une montée en puissance à partir de 2024 de la filière afin d'atteindre les objectifs d'injection de gaz renouvelables en 2030, en complément de la méthanisation et d'autres filières innovantes comme le PowertoGas. **10**

Olivier GUERRINI,

Directeur Gaz renouvelables, ENGIE
& Vice-Président du Club Pyrogazéification ATEE

Projets pilotes les plus avancés

GAYA : Plate-forme R&D semi-industrielle de 1 MW opérée par ENGIE et développée dans le cadre d'un projet lancé en 2010 et rassemblant 7 partenaires avec le soutien de l'ADEME et des investissements d'avenir. Elle a été inaugurée et mise en service en 2017 à Saint Fons (69, FR). L'unité a produit avec succès, fin 2019, du biométhane de 2^e génération à partir de biomasses, assurant la démonstration de l'ensemble de la chaîne technologique, allant de la préparation de la biomasse jusqu'à la production d'un biométhane injectable et ouvrant la voie vers des projets commerciaux.

SYNTHANE : Projet pilote de production de méthane issu de la pyrolyse de déchets (renouvelables ou non) à Compiègne. Le projet est mené par la pépite innovante ETIA, sur la base d'une technologie de pyrolyse haute température couplée à une méthanation catalytique, et montre des résultats prometteurs.

Titan V : Projet de démonstration industrielle de production de biométhane à partir de déchets (biomasse, CSR, boues de STEP). Le projet mobilise un industriel reconnu de la gazéification, Leroux & Lotz, et la start-up TERRAWATT ayant développé un procédé innovant de méthanation biologique prometteur permettant d'envisager des baisses de coûts significatives en comparaison des procédés conventionnels. Le projet Titan V a démarré en janvier 2020 une phase importante de développement, avec l'installation de l'unité de méthanation biologique qui vient ainsi se connecter au gazéifieur déjà existant sur la plateforme R&D Innov'Energy de Leroux & Lotz, à Nantes.

1- CSR : combustibles solides de récupération.

2- Calculs réalisés avant optimisation de la chaîne de production. Ces chiffres seront révisés suite aux essais réalisés sur la plate-forme GAYA avec une chaîne de production optimisée.

3- RED II : Directive Énergie Renouvelable II, publiée en décembre 2018 – Position du conseil du 13/12/2017 – Critère de durabilité pour la production de chaleur = -70% par rapport à la référence fossile (80 gCO₂eq/MJ) en 2021 et -80% en 2026.

TECHNOLOGIES

— Avec le déploiement des sites de production de gaz vert, les réseaux entament une transformation, ajoutant la collecte de gaz à leur rôle initial de distributeur. Tendances avec **Jean-Marc Le Gall**, Directeur biométhane chez GRTgaz.

▼ AVIS D'EXPERT

ADAPTATION DES RÉSEAUX : DE LA DESSERTE HISTORIQUE À LA COLLECTE DES GAZ



© GRTgaz

L

l'année 2019 a été une année charnière pour le développement du biométhane en France. Le cap symbolique des 1 TWh produits sur 12 mois consécutifs a été franchi en novembre dernier. Au 31 décembre 2019, 123

installations étaient raccordées aux réseaux de gaz français, totalisant une capacité de production de 2,2 TWh/an.

Cette dynamique est amenée à se poursuivre dans les années à venir, avec plus de 1000 projets biométhane pour une production annuelle de 24 TWh identifiés par les opérateurs. Cet essor est porté par l'ambition des territoires de valoriser pleinement tous les atouts du biométhane : pérennisation d'une agriculture durable, valorisation de déchets transformés en ressources, création d'emplois locaux non délocalisables, réduction des émissions de gaz à effet de serre... Des externalités positives qui justifient les ambitions françaises de long terme, telles que celles proposées par la commission de régulation de l'énergie (CRE) dans son rapport sur le verdissement du gaz, qui table sur 39 à 42 TWh de production en 2030. En outre, l'injection de biométhane s'appuie sur les réseaux gaziers, infrastructures déjà existantes, qui deviennent ainsi de véritables outils pour la transition énergétique des territoires.

Un cadre réglementaire clarifié : Le droit à l'injection

Pour accompagner ce fort développement, la réglementation encadrant l'accès aux réseaux gaziers des projets de méthanisation a été adaptée. Désormais, les opérateurs de réseau ont la possibilité de raccorder un producteur de biométhane

« À terme, l'objectif est de disposer de réseaux intelligents où les flux sont mesurés et ajustés en continu pour permettre une correspondance locale et optimale entre des sites multiples qui sont à la fois producteurs et consommateurs. »

sur le réseau de distribution (même s'il est situé hors d'une zone desservie), et de raccorder sur le réseau de transport en pression distribution. Par ailleurs, la réglementation définit de nouvelles modalités de financement des ouvrages. Un critère de pertinence et de rentabilité des renforcements est défini,

le I/V, soit les investissements de renforcement divisés par les volumes de biométhane susceptibles de se développer en lien avec ces renforcements. Si, dans une zone de raccordement donnée, le I/V est inférieur au plafond réglementaire, les ouvrages de renforcement seront intégralement pris en charge par les opérateurs de réseau. Si le I/V est supérieur, les renforcements des réseaux pourront être réalisés à condition que des tiers participent aux investissements, que ce soit les producteurs eux-mêmes ou encore les collectivités désireuses de développer le potentiel biométhane de leur territoire. Les ouvrages de raccordement restent à

la charge des producteurs qui bénéficient d'une réfaction partielle. Enfin, une nouvelle règle de financement des ouvrages de raccordement mutualisés permet d'éviter que le premier producteur raccordé ne doive payer l'intégralité des ouvrages. En pratique, le « droit à l'injection » est une révolution majeure qui va conduire les porteurs de projet à être orientés, dès le stade des premières études, vers la solution de raccordement optimale. Basée sur un optimum du point de vue des réseaux dans leur ensemble, cette solution sera alors garantie, financièrement et techniquement, aux porteurs de projet, après validation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Une telle disposition est doublement bénéfique : elle sécurise, aux tous

VOTRE ABONNEMENT

- + de repères et d'analyses
- + de solutions pros
- + d'indépendance



▶ 1 ABONNEMENT, 3 SUPPORTS

- Actu-Environnement Le Mensuel (11 n° / an)
- Site Internet Actu-Environnement.com
- Site Mobile pour smartphones et tablettes



▶ SERVICES EN LIGNE

- Accès illimité aux articles payants
- Alerting par email selon vos mots-clés
- Espace dédié pour vos articles favoris
- Contact privilégié avec la rédaction
- Archives numériques depuis 2000

CHOISISSEZ VOTRE ABONNEMENT

Annuel - Personnel	<input type="checkbox"/>	150 € TTC / an
Annuel - Multi-accès 5 utilisateurs	<input type="checkbox"/>	590 € TTC / an
Annuel - Multi-accès 10 utilisateurs	<input type="checkbox"/>	990 € TTC / an

Multi-site, licence par IP : nous contacter
+33(0)1 45 86 92 26

■ Abonnement à durée libre

12,5€
/mois



directement en ligne sur
www.aenv.fr/abonnement

RENSEIGNEZ VOS COORDONNÉES

Nom Prénom

Société (multi-accès uniquement)

Adresse

Ville

C.P Pays

Tél. Fax

E-mail

Règlement : à la commande par chèque ou virement à l'ordre de :
COGITERRA / IBAN : FR76 4255 9100 0008 0145 1607 446

à réception de facture (entreprises, collectivités, associations)

Date Signature

À RENVoyer À COGITERRA - 64, rue Nationale - 75013 Paris - France
ou abonnement@actu-environnement.com

Conditions générales : www.actu-environnement.com/cga

TECHNOLOGIES

Installation de rebours
mise en service fin 2019
à Noyal-Pontivy (Morbihan).



© GRTgaz

- premiers stades de développement des projets, le fait de disposer d'un exutoire et permet dans le même temps aux opérateurs de réseaux de développer ensemble les renforcements de réseaux les plus judicieux dans une perspective de long terme.

De premières réalisations concrètes et des perspectives d'avenir prometteuses

Très concrètement, et grâce à cette visibilité sur les conditions de renforcement des réseaux, GRTgaz va pouvoir procéder, là où c'est nécessaire, au déploiement de solutions nouvelles pour augmenter les capacités d'injection de biométhane. À titre d'illustration, une première installation de rebours a été mise en service fin 2019 sur la commune de Noyal-Pontivy (Morbihan). Cette installation permet au biométhane de « remonter », notamment en été, du réseau de distribution vers le réseau de transport, et ainsi d'assurer aux producteurs un exutoire fiable en toutes saisons. Ce fonctionnement totalement inédit illustre les nouvelles flexibilités que les opérateurs mettent en place pour assurer un large déploiement des gaz verts sur le territoire.

EN 2019

123

PRODUCTEURS
ont injecté 2,2 TWh
dans les réseaux
de gaz

39 à 42

TWH/AN
c'est ce que prévoit
la CRE d'ici à 2030

Et demain : des smart grids aux nouvelles filères de gaz renouvelables

À terme, l'objectif est de disposer de réseaux intelligents où les flux sont mesurés et ajustés en continu pour permettre une correspondance locale et optimale entre des sites multiples qui sont à la fois producteurs et consommateurs. Ainsi, GRTgaz, GRDF et Sorégies et des syndicats d'énergie ont lancé le projet West Grid Synergy, premier démonstrateur européen de réseaux intelligents pour le gaz, autour de trois zones d'expérimentation en Vendée, Maine-et-Loire et Morbihan. L'objectif est simple : démontrer la faisabilité d'un territoire 100 % gaz vert en adaptant les infrastructures, le pilotage et l'exploitation des réseaux de gaz pour maximiser la capacité d'injection de biométhane. À partir de 2020, en complément des expérimentations prévues sur les rebours, des nouvelles solutions mariant réseaux gaz et numérique seront expérimentées : régulation dynamique de la pression de livraison pour augmenter les capacités d'injection de biométhane, optimisation du stockage de biométhane sur les sites d'injection ou dans les stations GNV, ou bien encore mise en œuvre de maintenance prédictive grâce à l'instrumentation des équipements.

Demain, les nouvelles technologies de production de gaz renouvelables comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou le power-to-gas bénéficieront aussi de ces avancées. À une logique historique de desserte des consommateurs, les réseaux conjuguent désormais une capacité de collecte optimisée des gaz renouvelables au service de la neutralité carbone, de la durabilité de l'agriculture et du développement économique des territoires. ❶

Jean-Marc Le Gall, Directeur biométhane GRTgaz

CABINET D'AVOCATS DÉDIÉ AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE



Énergies
renouvelables

850 MW

en 2019



Méthanisation

12 projets

en 2019

AUDIT
JURIDIQUE
des projets

DOCUMENTATION
de financement

ACCOMPAGNEMENT
contractuel

AUTORISATIONS
d'urbanisme
et environnementales



ÉCONOMIES ET GAINS DE PRODUCTIVITÉ POUR MOTEURS ALIMENTÉS EN BIOGAZ

Protection renforcée, durée de vie de l'huile allongée et rendement optimisé : la gamme d'huiles pour moteurs à gaz, **Shell Mysella S5 S**, a été élaborée afin de protéger les moteurs contre la corrosion et les dépôts propres aux gaz acides.

Pour en savoir plus rendez-vous sur : www.shell.fr/myself

