

# BIOMÉTHANE ISSU DE MICRO-ORGANISMES

Depuis le printemps 2022, la première installation industrielle de méthanisation de Suisse est en service à Dietikon (ZH) et teste à l'échelle 1:1 la production d'un gaz respectueux de l'environnement. Le processus clé, c'est-à-dire la méthanisation biologique, fonctionne de manière fiable et robuste. Une campagne de mesure a en outre apporté la preuve que l'installation Power-to-Gas pourrait fournir une puissance réglante à l'avenir.



Le bioréacteur mesure huit mètres de haut et trois mètres de diamètre. En fonctionnement normal, il est rempli de 30 m<sup>3</sup> de boues d'épuration digérées, lesquelles contiennent les micro-organismes qui transforment le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et l'hydrogène (H<sub>2</sub>) en méthane (CH<sub>4</sub>). Pour ce faire, le réacteur est équipé d'un agitateur spécial. Dans le réacteur, la température est de 65 °C et la pression de 7 bars. Photo : Limeco



L'installation PtG de Dietikon utilise le gaz d'épuration (biogaz brut) de la STEP voisine et l'électricité de l'UIOM. Illustration : rapport final de l'OFEN

Limmattaler Regiowerk Limeco exploite à Dietikon une usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et une station d'épuration des eaux usées (STEP). En complément des UIOM et des STEP, la première installation Power-to-Gas (PtG) à l'échelle industrielle a été mise en service en mars 2022. Dans ce contexte, « échelle industrielle » signifie que l'installation valorise les quelque 160 à 200 mètres cubes normalisés (Nm<sup>3</sup>) de gaz d'épuration produits chaque heure par la STEP. Auparavant, le gaz était acheminé vers des centrales de cogénération et utilisé pour produire de l'électricité. La nouvelle installation transforme le gaz d'épuration et l'électricité produite par l'UIOM en biométhane, lequel est ensuite injecté dans le réseau de gaz local (voir encadré p. 3).

## POWER-TO-GAS

Le terme Power-to-Gas (PtG) désigne la transformation de l'électricité en gaz (par exemple en méthane) : avec un fort développement des techniques photovoltaïques et de éolienne, l'électricité « excédentaire » peut être stockée sous forme de méthane ou d'hydrogène en été et utilisée en hiver grâce au PtG. Cela suppose que la Suisse dispose à l'avenir de plus grands réservoirs de gaz. La rentabilité des installations Power-to-Gas dépend en premier lieu du prix de l'électricité utilisée et du prix actuel du gaz.

La construction et l'exploitation de l'installation PtG ont été une démarche courageuse. Le biométhane produit de manière synthétique est certes un bien convoité par les clients du gaz orientés vers le développement durable, mais rien ne garantissait dès le départ la rentabilité de ce nouveau procédé. Initiée par Swisspower, la société Limeco s'est donc associée à huit autres entreprises communales d'approvisionnement en énergie (voir encadré p. 7). Les partenaires ont assumé ensemble le risque économique de la nouvelle installation.

### Suivi biennal

Quelques mois après le début de la production, l'installation PtG s'est vue confrontée à un nouveau défi : À l'autom-



Les agrégats auxiliaires de l'installation Power-to-Gas : un compresseur (groupe bleu-vert à gauche) comprime le gaz d'épuration de 20 à 30 mbar à la pression requise de 7 bar avant de l'envoyer dans le bioréacteur. En aval du bioréacteur, plusieurs colonnes de charbon actif (au centre de l'image, avec en plus des colonnes placées à l'extérieur) assurent la désulfuration du biométhane. La membrane à hydrogène (6 colonnes verticales) est la dernière étape de purification avant l'injection dans le réseau de gaz. Elle est indispensable dans la mesure où, selon la réglementation actuelle, le biométhane ne doit pas contenir plus de 2% d'hydrogène. Photo : Limeco

## 50% PLUS BIOMÉTHANE GRÂCE À POWER-TO-GAS

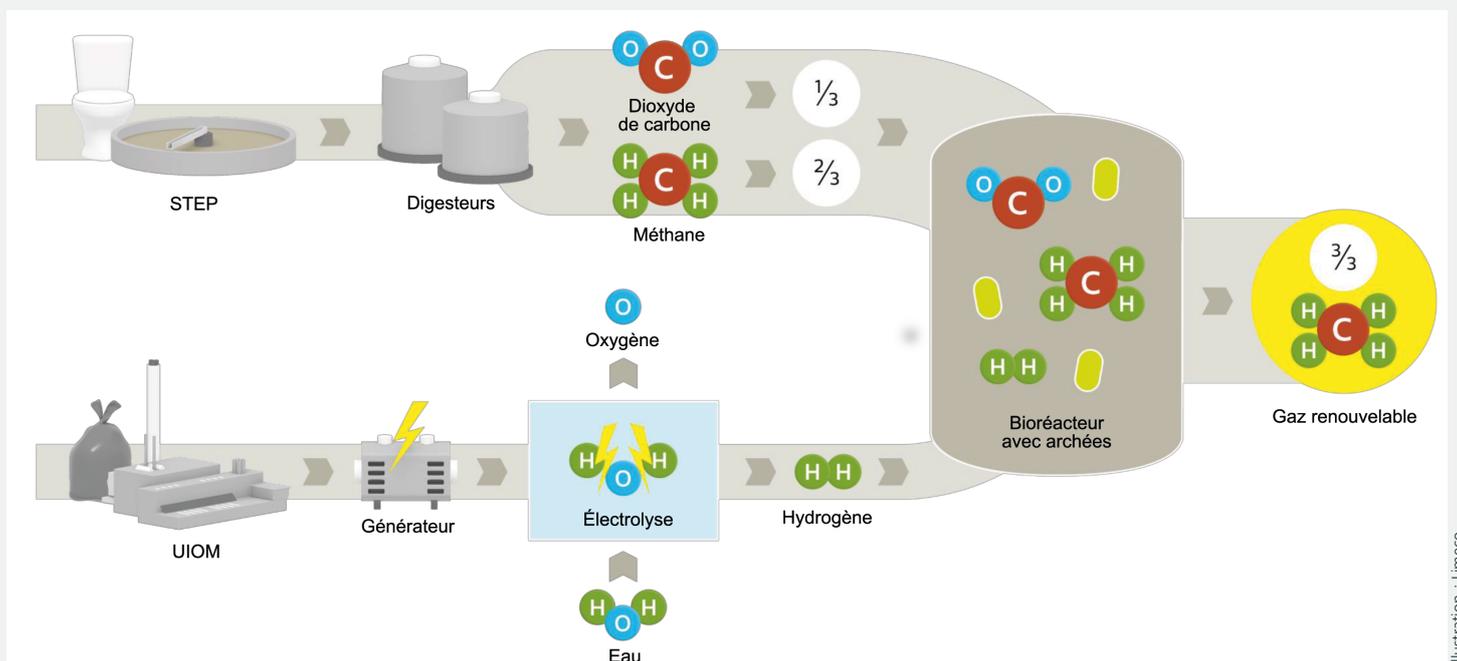


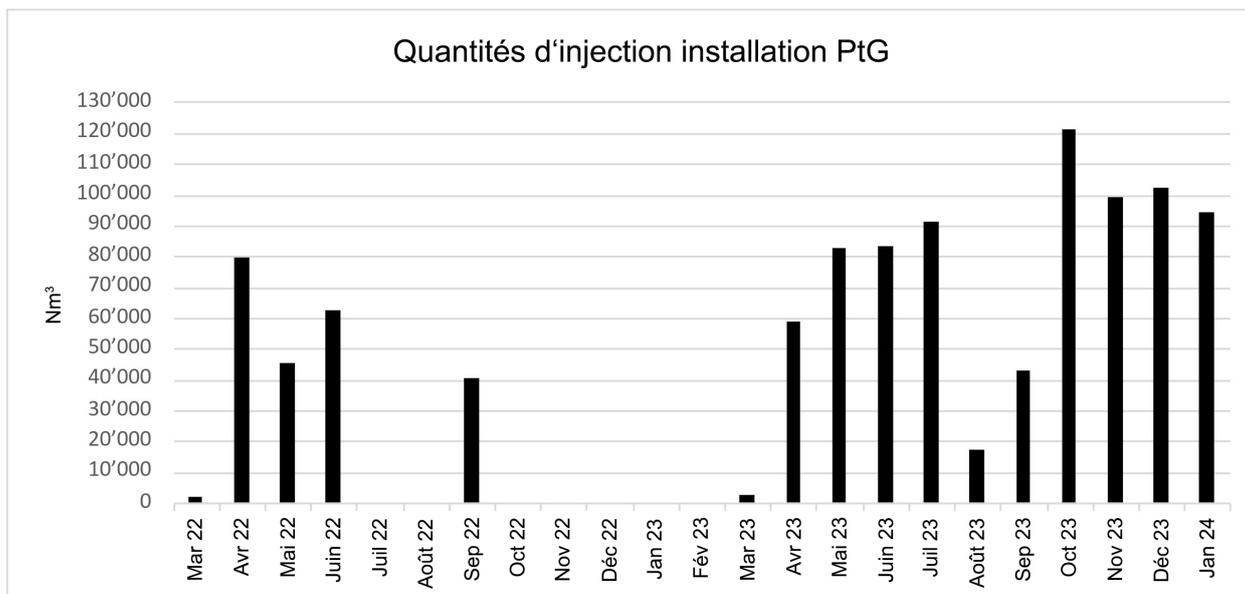
Illustration : Limeco

Depuis longtemps, les boues d'épuration sont fermentées dans les digesteurs des STEP pour produire du gaz d'épuration (biogaz brut), qui constitue une source d'énergie. Le biogaz brut est composé d'environ deux tiers de méthane utilisable à des fins énergétiques. Le reste est constitué essentiellement de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), lequel, ayant été extrait de l'atmosphère à l'origine, est climatiquement neutre. Ce CO<sub>2</sub> est alimenté dans le biogaz brut vers les centrales de cogénération ou séparé du biogaz brut au moyen d'un séparateur de CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> est restitué à l'environnement dans les deux cas.

Le processus de l'installation PtG de Dietikon est différent : elle transforme (« méthanise ») le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz brut en un vecteur énergétique, à savoir le méthane. Pour ce faire, le biogaz brut comprimé est introduit avec de l'hydrogène dans un bioréacteur rempli de boues d'épuration. Les boues d'épuration contiennent des micro-organismes anaérobies (archées). Ceux-ci, avec l'hydrogène, transforment le CO<sub>2</sub>. Ce processus de transformation (« méthanisation biologique ») produit du méthane synthétique. Selon la teneur en CO<sub>2</sub> du biogaz brut, une installation PtG permet de produire jusqu'à 50% plus de biométhane. Avant d'être injecté dans le réseau de gaz, le méthane doit être purifié des résidus d'ammoniac, de soufre et d'hydrogène afin d'obtenir la qualité requise.

L'hydrogène utilisé dans l'installation PtG de Dietikon provient d'un processus d'électrolyse au cours duquel l'eau est divisée en hydrogène (H<sub>2</sub>) et en oxygène (O<sub>2</sub>). Deux électrolyseurs d'une puissance électrique de 1,25 MW chacun sont utilisés à cet effet. Ils sont alimentés en électricité par l'UIOM, dans laquelle elle est produite à partir de la chaleur de combustion des déchets au moyen d'une turbine à vapeur et d'un générateur.

L'installation PtG a un rendement d'environ 50%. Sur l'électricité renouvelable utilisée pour la production d'hydrogène, environ la moitié est donc convertie en méthane, l'autre étant partiellement utilisée comme chaleur ou perdue sous forme de pertes de conversion.



Production de biométhane de l'installation PtG au cours des 23 premiers mois de fonctionnement. Au total, un peu plus d'un million de mètres cubes normalisés (Nm<sup>3</sup>) de gaz, avec une teneur en méthane de plus de 99%, ont été injectés dans le réseau de gaz pendant cette période. À partir de février 2024, l'installation a été équipée d'une membrane de CO<sub>2</sub> qui permet d'éliminer le CO<sub>2</sub> du biogaz brut. Cette membrane de CO<sub>2</sub> permet une injection continue de biogaz, même dans les situations où l'hydrogène n'est pas disponible pour la méthanisation biologique. En 2024, un total de plus de 7 GWh (642 742 Nm<sup>3</sup>) de méthane traité a été injecté, dont 2,6 GWh ont été produits par le bioréacteur et environ 4,4 GWh par la membrane de CO<sub>2</sub>. Le bioréacteur devrait être remis en service au printemps 2025. Graphique : rapport final de l'OFEN

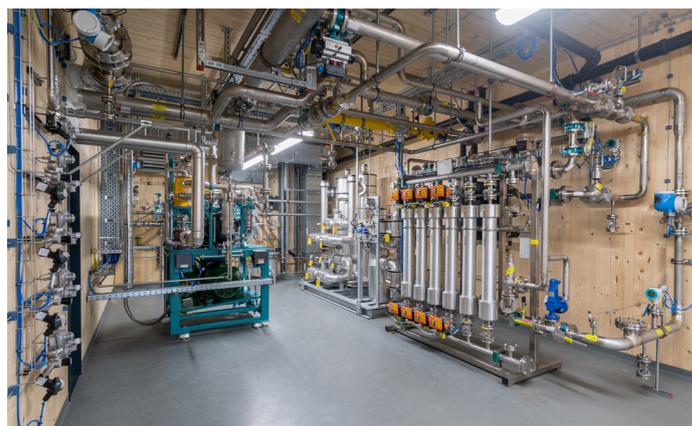
ne 2022, l'invasion de l'Ukraine par la Russie a fait planer la menace d'une pénurie d'électricité. C'est pourquoi les partenaires de coopération ont décidé d'injecter la totalité de l'électricité produite par l'UIOM dans le réseau et d'arrêter temporairement l'installation PtG au cours du semestre d'hiver 2022/23. Ils l'ont remise en service en mars 2023. Petit à petit, la production a pu monter en puissance, mais des « maladies infantiles » sont survenues sans cesse, ce qui n'est pas rare avec les installations de démonstration.

Afin d'évaluer les expériences collectées avec la nouvelle installation, un projet de suivi a été mené pendant les deux premières années d'exploitation. Celui-ci a été réalisé par Limeco, accompagné par Swisspower et le bureau d'études Ryttec. L'Office fédéral de l'énergie a soutenu financièrement le projet dans le cadre de son programme pilote et de démonstration. Le projet s'est achevé fin 2024 avec deux rapports finaux.

### Le composant clé : le bioréacteur

En pleine exploitation, l'installation PtG produit 1,8 million de mètres cubes de biométhane par an ; ce qui correspond à une quantité d'énergie de 18 GWh ou aux besoins de 2'000 ménages. En raison de l'arrêt préventif de l'hiver 2022/23, des arrêts pour raisons techniques et des travaux de transformation réalisés à partir de 2024, les expériences d'exploitation du suivi ont été essentiellement recueillies sur la période

d'avril 2023 à janvier 2024. « Avec cette installation, nous avons pu démontrer que la production de biométhane à partir du CO<sub>2</sub> de la STEP et de l'électricité de l'UIOM fonctionnait à l'échelle industrielle », résume Thomas Di Lorenzo, chef de projet Limeco, l'un des principaux résultats du projet de monitoring.



Les agrégats auxiliaires de l'installation Power-to-Gas : un compresseur (groupe bleu-vert à gauche) comprime le gaz d'épuration de 20 à 30 mbar à la pression requise de 7 bar avant de l'envoyer dans le bioréacteur. En aval du bioréacteur, plusieurs colonnes de charbon actif (au centre de l'image, avec en plus des colonnes placées à l'extérieur) assurent la désulfuration du biométhane. La membrane à hydrogène (6 colonnes verticales) est la dernière étape de purification avant l'injection dans le réseau de gaz. Elle est indispensable dans la mesure où, selon la réglementation actuelle, le biométhane ne doit pas contenir plus de 2% d'hydrogène. Photo : Limeco

Le bioréacteur est un composant clé de l'installation. Il transforme le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz brut en méthane synthétique par l'ajout d'hydrogène. Il existe différentes solutions techniques pour ce processus dit de méthanisation. Dans le cas de l'installation de Dietikon, Limeco a opté pour la méthanisation biologique lors de laquelle les micro-organismes transforment le dioxyde de carbone et l'hydrogène en méthane. Ce procédé a l'avantage de pouvoir acheminer le biogaz brut dans le bioréacteur sans traitement préalable.

### La méthanisation fonctionne avec robustesse

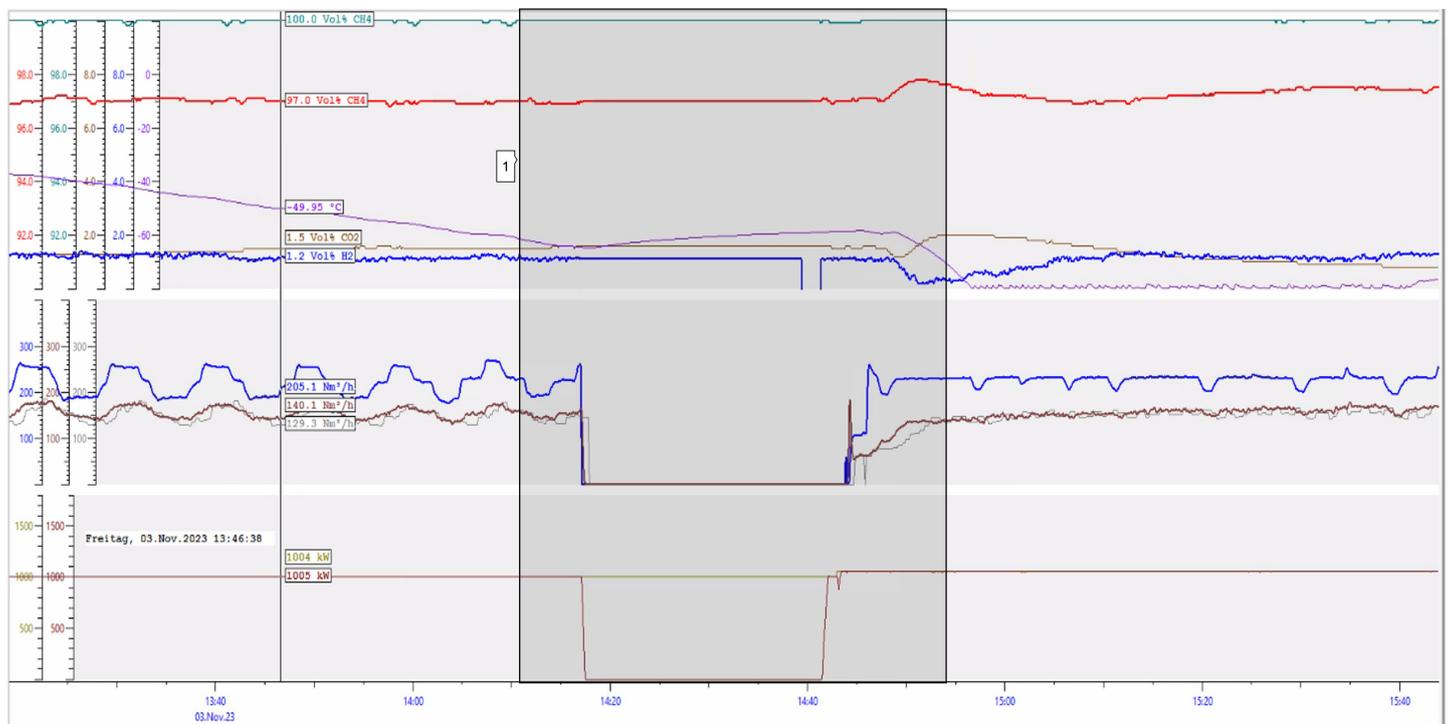
Jusqu'à présent, la méthanisation biologique a été testée uniquement dans des installations pilotes. À Dietikon, elle est exploitée pour la première fois à grande échelle. Limeco a opté pour le procédé de méthanisation BION. Celui-ci a été conçu par microEnergy, une ancienne filiale du groupe de technique de chauffage allemand Viessmann, et est désormais commercialisé par l'entreprise de technologies propres Kanadevia Inova Schmack.

« Dans notre installation, la méthanisation fonctionne avec fiabilité et robustesse », affirme Di Lorenzo. À ce sujet, le rap-

port final du projet indique : « Dans les conditions de base appropriées (température, pression, puissance d'agitation, introduction stœchiométrique des gaz), le processus peut être démarré et arrêté presque à volonté sans altérer la qualité du gaz d'alimentation. Après un fonctionnement de la méthanisation biologique pendant plusieurs heures, elle peut être « mise en veille » pendant 72 heures au maximum. Si le processus de méthanisation dure plus de 72 heures, la boue ou les archées qui s'y trouvent doivent être refroidies à moins de 40 °C pour être inactivées. Si le bioréacteur reste refroidi pendant quelques jours, il peut être remis à température et le processus peut être redémarré ».

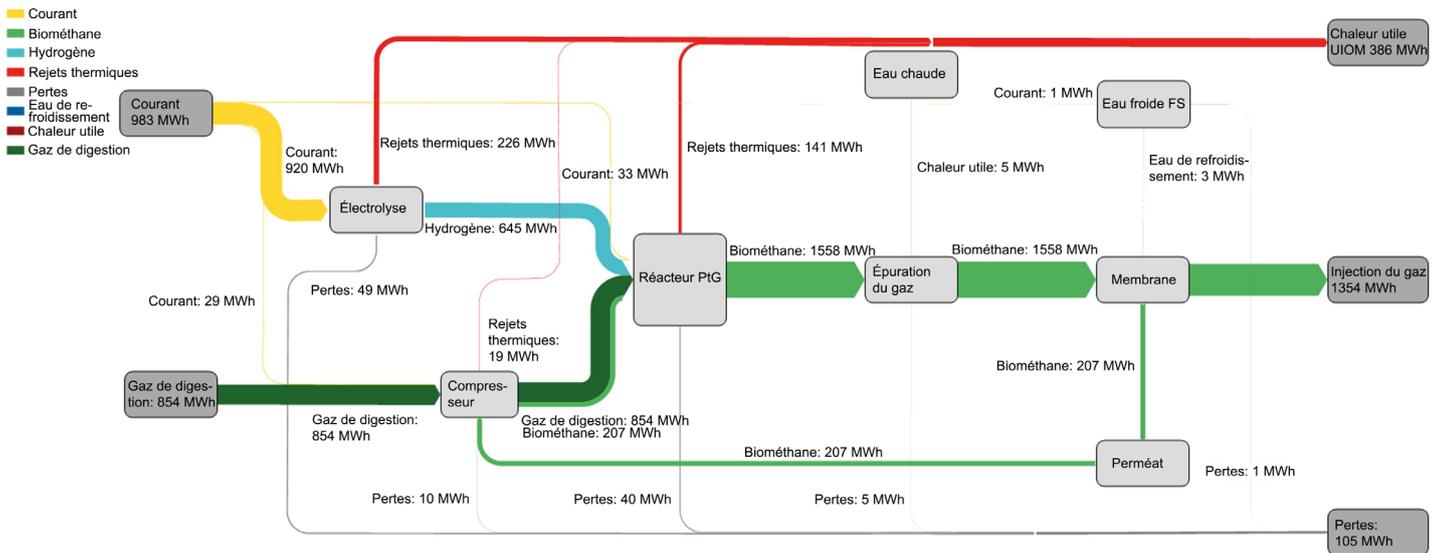
### Inhibition de la formation de mousse

Le seul problème majeur rencontré dans le bioréacteur fut la formation de mousse, laquelle menaçait d'encrasser le séparateur d'ammoniac en aval. Ce risque a été réduit grâce à une régulation adaptée de la pression. Le fait que l'installation de démonstration ait connu des interruptions de fonctionnement répétées n'est pas dû au processus de méthanisation biologique, mais à d'autres composants de l'installation, comme l'indique le rapport final : « Jusqu'à présent, le systè-



Une campagne de mesure a été menée sur l'installation PtG à l'automne 2023 afin de tester, entre autres, la flexibilisation de l'exploitation, c'est-à-dire la mise à disposition de puissance de réglage à Swissgrid. Le graphique montre un test au cours duquel l'installation a été mise en veille pendant une bonne vingtaine de minutes (peu avant 14h20 et peu après 14h40). La puissance absorbée par les électrolyseurs (courbe brune en bas) tombe à zéro, tout comme le débit d'hydrogène (bleu au milieu), l'achat de gaz d'épuration (brun au milieu) et la quantité injectée dans le réseau (gris au milieu). Après 20 minutes, le processus de méthanisation peut être relancé sans perte de qualité. Les courbes de qualité du gaz (turquoise & rouge dans la partie supérieure de l'image) s'arrêtent à la dernière valeur de mesure/débit pendant le mode veille et affichent les valeurs requises après la mise en marche. Graphique : rapport final de l'OFEN

## Installation PtG de Dietikon



Le diagramme de Sankey montre les flux d'énergie de l'installation PtG pour octobre 2023. Grâce aux 500 MWh de gaz produits dans le bioréacteur, les 854 MWh de gaz d'épuration ont généré un total de 1'354 MWh de méthane, lesquels ont alors été injectés dans le réseau de gaz. Si l'on met en relation les 500 MWh de gaz supplémentaires avec l'électricité UIOM utilisée (983 MWh), on constate que l'électricité a été transformée en méthane synthétique avec un rendement de 50%. Au total, l'utilisation de la chaleur résiduelle permet d'atteindre un rendement pouvant atteindre 76%. Graphique : rapport final de l'OFEN

me d'électrolyse avec traitement de l'eau et DeOxoDryer (purification de l'hydrogène) était la principale cause des arrêts prolongés ».

Les défauts techniques sont l'une des raisons pour lesquelles l'installation a été moins rentable que prévu au cours des pre-

mières années d'exploitation. Ainsi, l'installation devrait couvrir ses coûts, les huit services municipaux impliqués achetant le biométhane à un prix moyen d'à peine 12 centimes/kWh (afin de pouvoir le vendre à leurs clients en tant que biogaz durable à un prix légèrement supérieur). Les prix élevés du marché de l'électricité, les coûts de maintenance (notam-

## LE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR L'INSTALLATION POWER-TO-GAS

Lorsque les ménages achètent du « biogaz » auprès de leur fournisseur de gaz, il s'agit généralement de gaz issu de la fermentation de déchets organiques. Le gaz est ainsi d'origine biogénique. Le gaz naturel, en revanche, est d'origine fossile. D'un point de vue chimique, le biogaz et le gaz naturel sont presque identiques ; les deux se composent essentiellement de méthane ( $\text{CH}_4$ ), un composé de carbone et d'hydrogène. Lors de la combustion du gaz naturel, l'atmosphère est chargée de dioxyde de carbone, nuisible au climat. La combustion du biogaz produit également du dioxyde de carbone, mais celui-ci ne charge pas davantage l'atmosphère en dioxyde de carbone, car le carbone de l'atmosphère a été préalablement fixé dans les matières biogéniques. En ce sens, le biogaz est « climatiquement neutre ».

Le gaz injecté dans le réseau par l'installation PtG de Dietikon provient de deux sources : il s'agit pour les deux tiers de biométhane issu de la fermentation des boues d'épuration. Le tiers restant est produit à partir de  $\text{CO}_2$  biogénique et d'hydrogène. L'hydrogène produit avec l'électricité des UIOM est considéré comme renouvelable. Dans ce contexte, le produit final de l'installation PtG de Dietikon peut être qualifié de « biogaz » ou de « gaz renouvelable » ou encore de « gaz vert ». Pour souligner que ce gaz se compose de méthane, un vecteur d'énergie, on utilise couramment, comme dans le présent article, le terme « biométhane ». Lorsqu'il est question du produit final du processus de méthanisation, la mention « synthétique » est ajoutée pour le distinguer du biométhane contenu dans le biogaz brut.

ment pour les électrolyseurs), les temps d'arrêt et d'autres facteurs ont renchéri les coûts de production. Les fournisseurs d'énergie ont toutefois accepté d'acheter le biométhane à un prix plus élevé afin de couvrir entièrement les coûts de l'installation PtG.

### Fonctionnement saisonnier et puissance réglante

Dans ce contexte, Limeco et ses partenaires cherchent de nouvelles approches en vue d'améliorer la rentabilité de l'installation PtG. Une idée consiste à faire fonctionner l'installation de méthanisation principalement pendant les mois d'été, car l'augmentation massive prévue de l'électricité solaire devrait faire baisser les prix du marché de l'électricité pour l'exploitation des électrolyseurs. En revanche, pendant le semestre d'hiver, lorsque le coût de l'électricité est élevé, on renonce à la méthanisation et on utilise « uniquement » le biométhane contenu dans le biogaz brut. À cette fin, l'installation PtG a été complétée au printemps 2024 par une membrane qui sépare le CO<sub>2</sub> du biogaz brut. Depuis lors, on renonce à la méthanisation lorsque le prix de l'électricité est trop élevé pour la production d'hydrogène. Ce mode d'exploitation saisonnier devrait permettre à l'avenir d'atteindre un prix moyen couvrant les coûts de moins de 15 centimes/kWh, comme l'indique le rapport final du projet.

Dans le cadre du projet de l'OFEN, l'utilisation de l'installation PtG pour la mise à disposition de puissance réglante a également été étudiée. La puissance réglante est nécessaire à la société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid afin de stabiliser le réseau électrique national lorsque la production d'électricité est temporairement trop élevée ou trop faible. Une campagne de mesure réalisée à l'automne 2023 a confirmé que l'installation PtG installée à Dietikon pourrait fournir une puissance réglante de l'ordre de 1 MW. Le potentiel de puissance de réglage calculé en association avec l'UIOM a été chiffré à 4,5 MW par les promoteurs du projet. Pour ce faire, la production de l'installation PtG serait brièvement réduite à chaque fois que Swissgrid aurait besoin de courant supplémentaire. Dans la mesure où Swissgrid indemnise financièrement la mise en réserve de puissance réglante, il existe ici une source de revenus supplémentaire. « C'est une option intéressante pour nous, mais nous ne pourrions la mettre en œuvre que lorsque l'installation sera stable et équipée d'un stockage intermédiaire d'hydrogène », résume Di Lorenzo.

## PARTENAIRE DE COOPÉRATION

**Maître d'ouvrage et exploitant :** Limeco – usine régionale dans la vallée de la Limmat

**Services industriels coopérants :** Energie Wasser Bern, Energie Zürichsee Linth AG, Eniwa AG, Industrielle Betriebe Interlaken, Gasversorgung Dietikon, Gasversorgung Schlieren, St. Galler Stadtwerke, SWL Energie AG

**Initiatrice du projet :** Swisspower AG – Alliance suisse des services industriels

**Direction du projet de l'OFEN :** Thomas Peyer, Swisspower AG, Fabian Blaser et Rafael Osswald, Rytec AG ainsi que Thomas Di Lorenzo et Niclas Gündel, Limeco

- Le **rapport final** en deux parties du projet « Centrale hybride - Power-to-Gas pour la flexibilisation d'une UIOM » est disponible sur <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47372>.
- Pour tout **renseignement** sur le sujet, veuillez contacter Men Wirz ([men.wirz@bfe.admin.ch](mailto:men.wirz@bfe.admin.ch)), responsable du programme pilote et de démonstration de l'OFEN.
- Vous trouverez plus d'**articles spécialisés** concernant les projets pilotes, de démonstration et les projets phares dans le domaine de la bioénergie sur [www.bfe.admin.ch/ec-bioenergie-fr](http://www.bfe.admin.ch/ec-bioenergie-fr).