

L'énergie dans les STEP

Valoriser le biogaz en électricité ou l'injecter dans un réseau de gaz naturel après purification

Aide à la décision pour l'exploitant et le planificateur



Glattbrugg, le 20 février 2019

Chef de projet VSA :

Christoph Bitterli Service de l'environnement, Soleure

Groupe de projet VSA :

Christian Abegglen	Responsable du CC Epuration des eaux, VSA
Matthieu Buchs	Office fédéral de l'énergie OFEN
Alexandra Bürk	Hunziker Betatech AG
Jörg Jermann	Association professionnelle Couplage Chaleur-Force
Juliana Leon	EREP SA/Biomasse Suisse
Lukas Küng	BG Ingenieure Conseils SA
Ernst A. Müller	InfraWatt
Thomas Peyer	Swisspower
Tony Reverchon	ERM Epuration Région Morgienne
Jürg Schläpfer	ERZ, STEP Werdhölzli
Benno Schläfli	ARA Regio Grenchen (STEP région Granges)
Loïc Darmayan	CREM
Jürg Kappeler	Kappeler Infra Consult AG
Martin Grob	STEP Olten
Beat Kobel	Ryser Ingenieure AG
Kilian Schaller	Ryser Ingenieure AG

Auteurs :

Ryser Ingenieure AG
Engestrasse 9
Case postale
3001 Berne
Tél. 031 560 03 03, E-Mail: info@rysering.ch

Avec le soutien de :

SuisseEnergie
Office fédéral de l'énergie OFEN
3003 Berne
www.suisseenergie.ch
www.bfe.admin.ch

SuisseEnergie :
Responsable de projet OFEN : Matthieu Buchs
Numéro de contrat OFEN : SI/402534-01

Seuls les auteurs sont responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Sommaire

1	Introduction	2
2	Principes de base	4
2.1	Évaluation des possibilités d'utilisation du biogaz – pour/contre	5
3	Technologies et procédés	6
3.1	Cogénération	6
3.2	Purification du biogaz	7
3.3	Autres possibilités d'utilisation du CO ₂ provenant d'installations de purification	12
3.4	Possibilités d'utilisation supplémentaires d'installations CCF en cas de valorisation uniquement en électricité	12
3.4.1	Déplacement de charge (Regelpooling)	12
3.4.2	Consommation propre	12
3.4.3	Alimentation électrique de secours	12
3.5	Possibilités d'utilisation supplémentaires d'installations CCF en cas de valorisation en biométhane	12
3.5.1	Gestion des pics de consommation	12
3.5.2	Gestion du stockage de gaz	13
3.5.3	Alimentation électrique de secours	13
4	Situation de départ - aide à la décision	14
4.1	Situation de départ	14
4.2	Problématique	14
5	Aide à la décision	15
5.1	Conditions-cadres locales et régionales	15
5.2	Infrastructure	15
5.3	Étude de variantes	16
5.4	Rentabilité	18
6	Check-list	19
7	Glossaire	20

1 Introduction

Les stations d'épuration (STEP) évoluent dans un domaine d'activité en perpétuel changement. La tâche principale demeure identique, soit l'épuration des eaux usées et la protection des cours d'eau. La Suisse, en tant que château d'eau de l'Europe, doit jouer un rôle de premier plan dans cette optique. Ces dernières années, les STEP ont été de plus en plus perçues de l'extérieur comme des sources d'énergie. La STEP moderne ne se contente pas d'épurer les eaux usées, mais utilise aussi les boues d'épuration produites ou les eaux usées elles-mêmes comme matière première ou source de production d'énergie. Ainsi, celles-ci peuvent parfois produire plus d'énergie que ce qui est nécessaire pour leur propre consommation.

Aujourd'hui, la STEP moderne est confrontée à un environnement complexe dans lequel elle peut soudainement devenir fournisseur de gaz, d'électricité et de chaleur, mais aussi consommateur de chaleur. Différents programmes d'encouragement ont un effet incitatif à cet égard et influencent le marché.

Toutefois, une STEP ne devrait pas uniquement céder à la « tentation de l'argent » et choisir la solution d'approvisionnement énergétique la plus économique. Elle devrait s'impliquer activement et prendre en compte la politique énergétique régionale. Un coup d'œil hors de l'enceinte de l'entreprise peut, le cas échéant, ouvrir de nouvelles perspectives sur la façon dont pourrait être organisé l'approvisionnement énergétique futur de la STEP ou de toute une zone. Dans le meilleur des cas, il existe déjà un plan directeur communal des énergies.

En plus de son activité centrale proprement dite, les optimisations énergétiques se justifient si elles apportent un bénéfice dans et surtout aussi autour de la STEP. Sa tâche fondamentale consiste à réduire les impacts négatifs des eaux usées polluées sur l'environnement. Elle doit s'efforcer également de minimiser le réchauffement des cours d'eau. L'utilisation de la chaleur des eaux usées n'est donc pas seulement judicieuse énergétiquement parlant, mais aussi sur le plan écologique. Par ailleurs, il ne saurait être question d'épurer l'eau tout en polluant l'air. En utilisant des résidus ou des matières provenant des STEP, il est possible de réduire les consommations d'énergie tiers ou de remplacer les combustibles et carburants fossiles.

Le biogaz produit par la digestion des boues d'épuration peut être utilisé de différentes manières. Il peut par exemple alimenter des installations de cogénération CCF « Couplage Chaleur-Force » qui génèrent ensuite du courant électrique renouvelable et de la chaleur résiduelle. Cette dernière devrait être valorisée intégralement et ne pas être rejetée dans l'environnement. Les STEP sont de plus en plus exploitées comme source d'énergie pour les réseaux de chauffage à distance. Il est possible d'utiliser soit la précieuse chaleur résiduelle des CCF, soit la chaleur provenant des eaux usées épurées ou du canal d'amenée à la STEP, ou alors une combinaison des deux.

Une autre forme d'utilisation du biogaz, de plus en plus répandue, consiste à le purifier et l'injecter dans le réseau de gaz naturel. Actuellement, le nombre de ces installations de traitement est en constante augmentation. Leur grand avantage réside dans la possibilité de stocker et de transporter le gaz produit via le réseau de gaz urbain. L'énergie sous forme de gaz peut servir à de multiples usages selon les besoins, en privilégiant si possible une utilisation de qualité élevée de cette énergie. À l'avenir, l'utilisation de carburants et de combustibles fossiles devra être considérablement réduite. Ceux-ci pourraient être remplacés en partie par des gaz renouvelables.

Le présent guide a pour objectif de montrer aux exploitants et aux planificateurs quelle sera l'utilisation la plus rationnelle des gaz dans l'avenir. Les avantages et inconvénients écologiques, régionaux et économiques des différentes solutions doivent être pris en considération.

2 Principes de base

Le gaz d'épuration (ci-après biogaz) est une source d'énergie renouvelable produite en permanence dans un grand nombre de STEP suisses. Le biogaz est principalement utilisé pour la production de courant électrique avec utilisation simultanée de la chaleur résiduelle (cogénération) ou simplement pour le chauffage (principalement les petites STEP). En outre, le biogaz peut être traité de façon à obtenir une composition comparable au gaz naturel (biométhane) et être injecté dans le réseau urbain. Ainsi, avec ces deux variantes, les STEP contribuent de manière importante à l'approvisionnement en énergie renouvelable de la Suisse.

Les possibilités d'utilisation du biogaz sont multiples :

Utilisation directe

- Production de chaleur dans une chaudière à gaz
- Cogénération de courant électrique et de chaleur avec une installation CCF ou une microturbine à gaz (MTG)
- Vente en tant que gaz spécial
- Combustible d'appoint pour l'incinération des boues
- Injection limitée dans le réseau de gaz naturel (sans traitement)

Exploitation du gaz après l'élimination du CO₂

- Injection intégrale dans le réseau de gaz naturel (gaz d'épuration traité/ biométhane)
- Station-service de gaz naturel
- Vente de bonbonnes de gaz liquide (GNL)

Comme le méthane présente un effet de serre environ 20 fois plus nocif que le CO₂, il faut à tout prix empêcher son rejet direct. Par conséquent, si le gaz d'épuration ne peut pas être utilisé avec les technologies susmentionnées, il doit être brûlé à la torchère.

Cette aide à la décision se concentre sur les deux procédés éprouvés qui sont la cogénération de courant électrique et de chaleur au moyen d'installations CCF ainsi que la purification et l'injection dans le réseau de gaz naturel.

2.1 Évaluation des possibilités d'utilisation du biogaz – pour/contre

Les deux types d'utilisation (cogénération ou injection) présentent différents avantages et inconvénients écologiques et économiques, tout comme opérationnels. Les plus importants sont listés dans le tableau 2.1-1.

Avantages et inconvénients – Valorisation du biogaz en électricité vs purification et injection	
Tableau 2.1-1	
Valorisation en électricité	Injection dans le réseau de gaz naturel
<p><i>Pour</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + couvre les besoins thermiques de la STEP en matière de chaleur industrielle et de chaleur de confort + déplacement de charge possible (Regelpooling) + gestion des pics de consommation possible + exploitation possible avec de l'électricité, de la chaleur ou du gaz + alimentation électrique de secours + l'électricité est une énergie renouvelable de grande valeur (courant vert) + la chaleur résiduelle excédentaire est exploitable dans un réseau de chaleur + substitution de l'électricité d'origine nucléaire ou produite à partir du charbon + l'électricité produite peut être utilisée pour l'autoconsommation (pas de redevances de réseau) 	<p><i>Pour</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + utilisation décentralisée possible (chauffage, cuisson, combustible, conversion en électricité décentralisée) + la totalité du contenu énergétique du gaz est injectée dans le réseau + la part de gaz renouvelable dans le réseau est augmentée + bien adaptée en combinaison avec la chaleur des eaux usées ou le réseau de chauffage à distance + le CO₂ séparé lors du traitement pourrait servir ultérieurement de source de CO₂ pour la conversion de l'électricité en gaz (Power to Gas) + gestion des pics de consommation possible en cas de maintien des installations CCF + offre la possibilité d'exploiter des sources de chaleur résiduelle supplémentaires dans la STEP.
<p><i>Contre</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - surproduction de chaleur résiduelle - en cas d'exploitation d'installations CCF, l'utilisation de la chaleur des eaux usées ou la récupération de chaleur sont caduques (sauf en cas d'injection dans le réseau de chauffage à distance) - en raison d'excédents de chaleur fréquents, incitation minime à augmenter l'efficacité dans le domaine de l'approvisionnement énergétique 	<p><i>Contre</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - l'approvisionnement en chaleur doit être réorganisé. Il existe les sources alternatives suivantes : la chaleur résiduelle des UIOM ou de l'industrie, la chaleur des eaux usées, etc. - le réseau de gaz naturel doit se situer à proximité - consommation d'électricité du réseau plus élevée (plus de propre production d'électricité, consommation accrue pour le traitement et l'approvisionnement alternatif en chaleur)

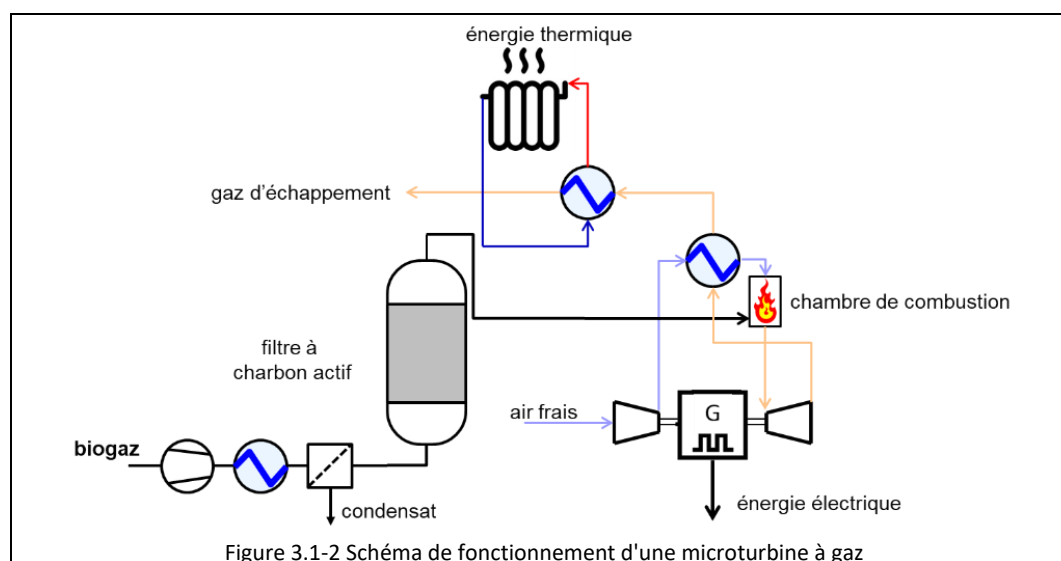
3 Technologies et procédés

Les paragraphes suivants traitent des technologies et des procédés courants utilisés dans les STEP, et comparent leurs avantages et inconvénients respectifs.

3.1 Cogénération

Après la digestion, le biogaz est déshumidifié dans un échangeur de chaleur. Ensuite, les composés de silicium et de soufre sont éliminés dans un filtre à charbon actif. Le travail mécanique généré lors de la combustion (moteur ou turbine à gaz) est transformé en énergie électrique au moyen d'un générateur. La chaleur résiduelle produite (eau de refroidissement, gaz d'échappement) peut être utilisée pour le chauffage. Les deux procédés utilisés le plus fréquemment sont présentés schématiquement ci-après.

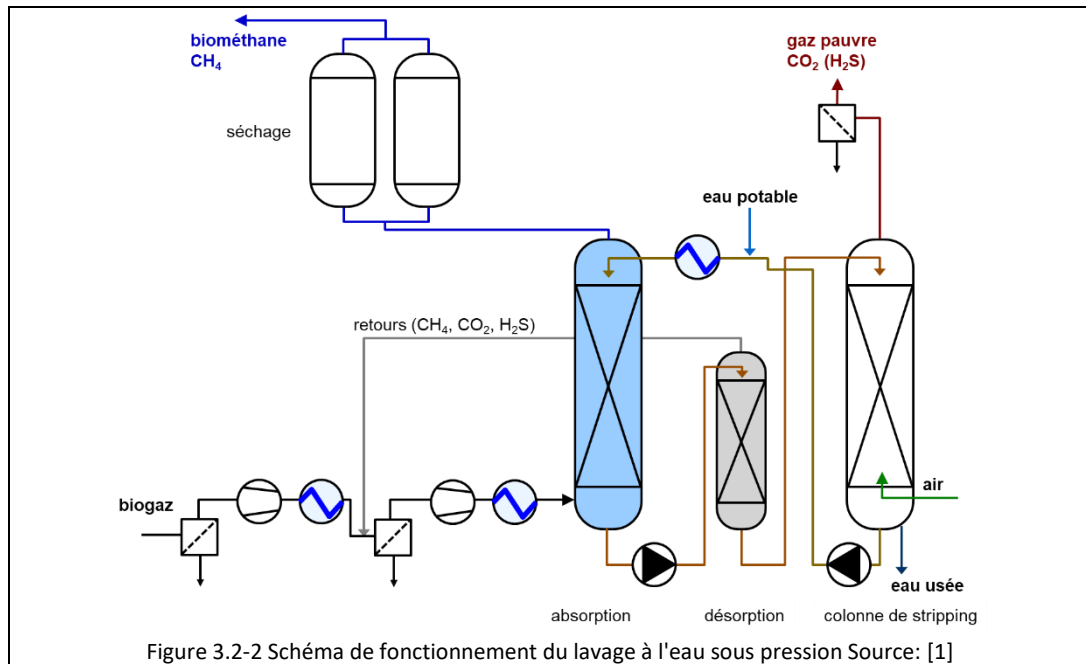
Procédés de valorisation du biogaz en électricité		
Tableau 3.1-1		
Procédé	Unités nécessaires	Remarques
Installation CCF	Déshumidification et épuration des gaz, installation CCF Une pré-compression à 35 mbar est nécessaire	Rendement électrique > 35% (à la capacité nominale) Rendement thermique env. 53% Rendement total 85-90% Augmentation considérable du rendement total en cas de récupération de chaleur avec condensation des gaz d'échappement et pompes à chaleur
<p>Figure 3.1-1 Schéma de fonctionnement d'une installation CCF</p>		
Microturbine à gaz (MTG)	Déshumidification et épuration des gaz, microturbine à gaz Une pré-compression à 4-5 bars est nécessaire	Par rapport à l'installation CCF: émissions de gaz plus faibles, vaste spectre de charge, ne nécessite que peu d'entretien Rendement électrique 16-32 % Rendement thermique 48-78% Rendement total 80-94 % (dépend de la température saisonnière extérieure)



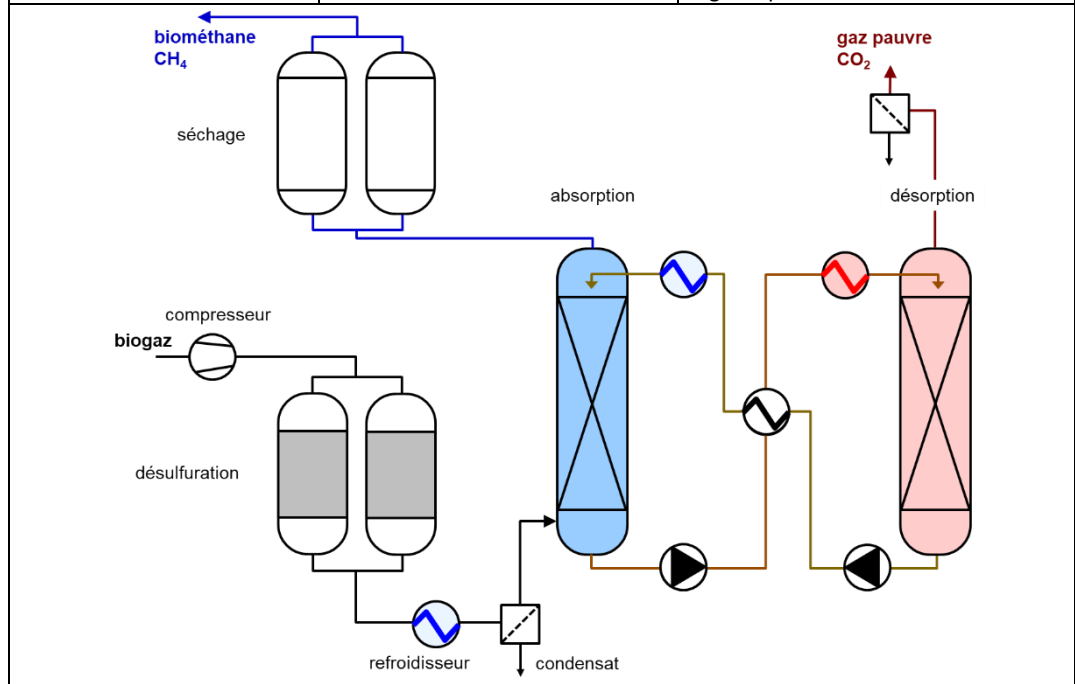
3.2 Purification du biogaz

Le biogaz est constitué en grande partie de méthane (CH_4) et de gaz carbonique (CO_2). Suivant le procédé, le biogaz est prétraité (déshumidification, désulfuration, etc.). Ensuite, le CO_2 et le CH_4 sont séparés. Le biométhane ainsi obtenu est amené à la pression du réseau, odorisé et injecté dans le réseau de gaz naturel. Le CO_2 peut être rejeté dans l'atmosphère ou commercialisé sous sa forme pure en tant que produit. Afin qu'une injection intégrale dans le réseau de gaz naturel puisse être autorisée, la qualité du gaz doit être conforme aux exigences de la directive SSIGE G13. Les paramètres les plus importants sont la teneur en méthane du gaz produit, qui doit être supérieure à 96%, et les déperditions de méthane qui doivent être inférieures à 2,5% (cette valeur est relativement élevée, il faut s'attendre à un durcissement) par rapport au débit volumique de gaz brut. Les procédés courants sont expliqués ci-après.

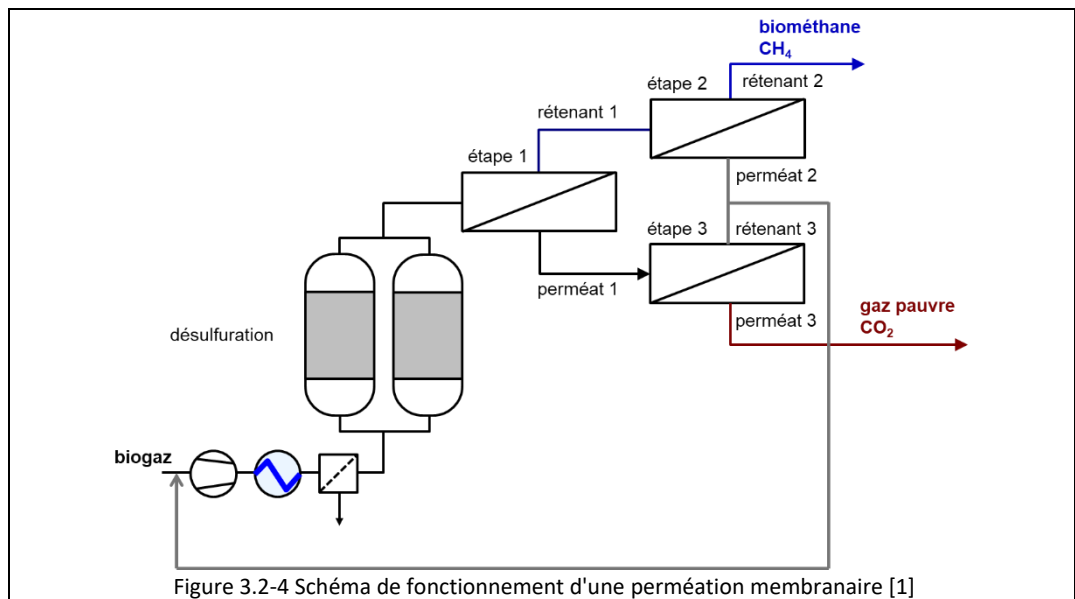
Procédés de purification du biogaz		
Tableau 3.2-1		
Procédé	Unités nécessaires	Remarques
Adsorption		
PSA (Pressure Swing Adsorption angl., adsorption à pression modulée fr.)	Nettoyage primaire, condenseur, adsorbent	Les défis pour respecter les conditions d'injection sont importants (déperditions de CH ₄). Quelques installations sont en service en Suisse, mais elles sont moins utilisées de nos jours
PSA		
<p>Le schéma illustre le processus de purification du biogaz par PSA. Le biogaz arrive par la gauche et passe par une unité de désulfuration. Ensuite, il est distribué à quatre tours d'adsorption (numérotées 1 à 4). Le biométhane CH₄ est collecté en haut des tours et évacué à gauche. Le gaz pauvre CO₂ est évacué en bas des tours à droite. Un système de régénération est également illustré, permettant de nettoyer les adsorbents.</p>		
Figure 3.2-1 Schéma de fonctionnement d'une installation PSA. Source: [1]		
Absorption		
Lavage à l'eau sous pression	Tour d'absorption, tour de désorption avec soufflantes, échangeur de chaleur, filtre, pompe à eau	Production importante d'eaux usées Répandue en Allemagne et en Suède
Absorption physique avec solvant organique (SO)	Idem lavage à l'eau sous pression	

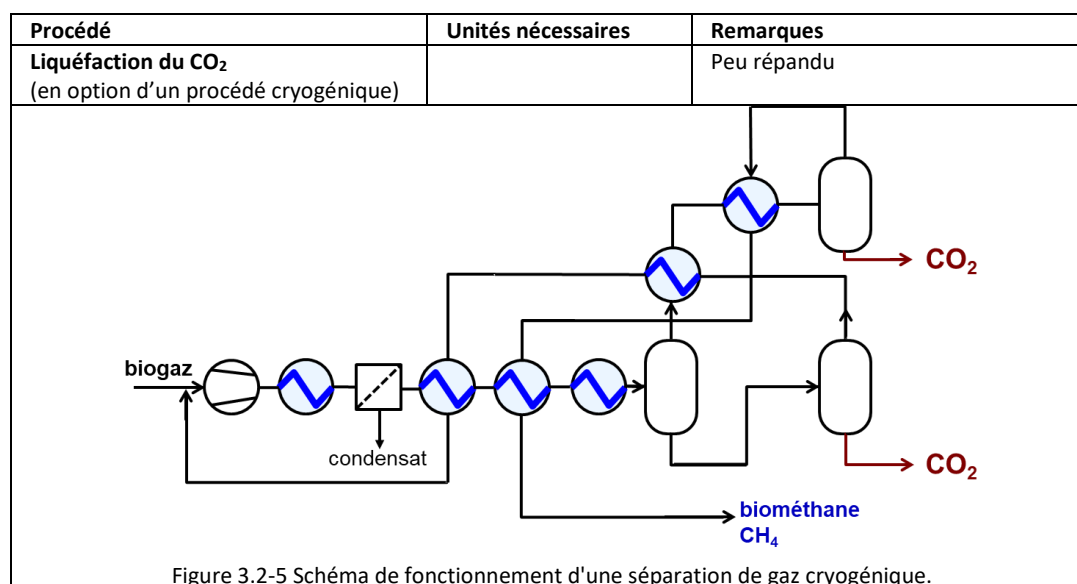


Procédé	Unités nécessaires	Remarques
Absorption chimique (lavage aux amines)	Colonne à garnissage (lavage aux amines), colonne de stripping (régénération) avec évaporateur, échangeur de chaleur, récupération de chaleur, évacuation des amines excédentaires	Procédé d'absorption réversible sans pression (pression de gazomètre), température de régénération 135-160°C, production de condensat fortement malodorant (contient des terpènes), ne remplit pas les conditions de déversement dans les égouts publics



Séparation membranaire	Système de filtration à plusieurs étages (charbon actif ou gel de silice), compresseur et membranes à fibres creuses	La chaleur résiduelle du compresseur peut être utilisée à des fins de chauffage dans les STEP
-------------------------------	--	---





Comparaison entre les procédés de purification

Comparaison entre différents procédés de purification du biogaz [1]						
Tableau 3.2-2						
	PSA	Lavage à l'eau	Absorption physique (avec solvant organique)	Absorption chimique (lavage aux amines)	Séparation membranaire	Procédé cryogénique
Consommation d'électricité [kWh _{el} /Nm ³]	0.2 – 0.3	0.2 – 0.3	0.2 – 0.3	0.06 – 0.15	0.2 – 0.3	0.2 – 0.5
Consommation de chaleur [kWh _{th} /Nm ³]	0	0	Récupération de chaleur interne	0.5 – 0.7	0	0
Dépense de CH ₄ [%]	1 – 4	0.5 – 2	1 – 4	< 0.1	< 1	< 0.5
Concentration de CH ₄ dans le gaz produit [%]	96 – 98	96 – 99	96 – 99	96 – 99.9	96 – 99	> 99.9
Pression de service [bar]	4 – 7	5 – 10	4 – 7	0.1 – 4	5 – 16	10 – 25

Il est à noter que tous les procédés atteignent des concentrations de méthane similaires dans le gaz produit. La consommation d'électricité est également comparable. Le lavage aux amines nécessite peu d'énergie électrique, mais une part élevée d'énergie thermique en comparaison avec les autres procédés.

Le choix du futur système devrait se faire sur la base d'une stratégie régionale. Par exemple, en cas d'injection dans le réseau de gaz naturel, la totalité des besoins thermiques de la STEP devra être fournie avec une nouvelle source d'énergie non fossile (UIOM ou chaleur résiduelle provenant de l'industrie ou des environs).

3.3 Autres possibilités d'utilisation du CO₂ provenant d'installations de purification

À l'avenir, l'électricité excédentaire provenant de l'énergie éolienne ou solaire pourrait être utilisée pour la production de gaz naturel de synthèse. Le CO₂ est combiné avec de l'hydrogène dans une réaction exothermique. On obtient alors du méthane qui est ensuite stocké dans le réseau de gaz et qui peut être utilisé ultérieurement de manière polyvalente. Actuellement, quelques installations pilotes sont en planification ou en construction en Suisse. Le CO₂ séparé du biométhane pourrait être collecté et réutilisé dans de telles installations.

3.4 Possibilités d'utilisation supplémentaires d'installations CCF en cas de valorisation uniquement en électricité

3.4.1 Déplacement de charge (Regelpooling)

Si la STEP valorise le biogaz en électricité dans une installation CCF, il existe la possibilité, dans le cas de grandes installations (à partir d'env. 200 kW de puissance installée ou encore de 100 kW de flexibilité), de les intégrer dans un pool de réglage. Les installations CCF sont alors utilisées pour la régulation secondaire et tertiaire (stabilisation de la fréquence dans le réseau électrique). En outre, la puissance des installations CCF peut être réduite par l'exploitant du pool de réglage en cas d'une surproduction dans le réseau électrique. La STEP peut alors compter sur des recettes supplémentaires pour la mise à disposition et la récupération [2].

3.4.2 Consommation propre

L'énergie électrique produite peut être utilisée alternativement pour l'auto-alimentation de la STEP. Ainsi, il n'y a pas de taxes pour l'utilisation du réseau ni d'impôts et de redevances. Cela permet de réaliser des économies sur les frais d'électricité.

3.4.3 Alimentation électrique de secours

En cas de coupure de courant, l'alimentation électrique de secours peut être fournie par une installation CCF. Selon la taille de celle-ci, un générateur Diesel supplémentaire n'est pas nécessaire. Les installations nécessaires doivent être prises en compte.

3.5 Possibilités d'utilisation supplémentaires d'installations CCF en cas de valorisation en biométhane

3.5.1 Gestion des pics de consommation

Si à l'avenir une STEP devait décider d'injecter du biométhane, il est recommandé de ne pas démanteler les installations CCF existantes, mais de continuer à les exploiter - parallèlement à la production de biométhane - avec un entretien réduit, afin de compenser les pics de puissance consommée.

Une analyse automatique des données météorologiques et celles des flux entrants en provenance du bassin versant permet de pronostiquer les pics de puissance consommée. Afin de maintenir cette dernière à un niveau réduit, les installations CCF sont démarrées en cas de besoin, et l'électricité produite est consommée directement par la STEP.

Du fait de la durée d'exploitation annuelle réduite (300 - 500 h), même les anciennes installations CCF peuvent encore être exploitées de façon rentable durant plusieurs années. Mais dans ce cas, il convient aussi de tenir compte des exigences de l'OPair et s'y conformer.

Par ailleurs, dans des STEP de taille plus importante, une combinaison entre puissance de réglage secondaire/tertiaire et gestion des pics de consommation est possible.

3.5.2 Gestion du stockage de gaz

En cas de poursuite de l'exploitation de l'installation CCF en parallèle de la purification et l'injection du biométhane, l'installation CCF peut exploiter des pics de biogaz de courte durée et contribuer à une gestion efficace du stockage.

3.5.3 Alimentation électrique de secours

En cas de coupure de courant, l'alimentation électrique de secours peut être fournie par une installation CCF. Selon la taille de celle-ci, un générateur Diesel supplémentaire n'est pas nécessaire. Les installations nécessaires doivent être prises en compte.

4 Situation de départ - aide à la décision

4.1 Situation de départ

La question de l'utilisation du biogaz se pose pour les exploitants de STEP lors de réhabilitations importantes, avant le remplacement d'une installation CCF ou lors d'offres de reprise de distributeurs de gaz naturel. La meilleure solution doit être déterminée individuellement pour chaque STEP selon les conditions cadres locales en termes de faisabilité, rentabilité et durabilité.

Le bilan énergétique devrait se faire au niveau de l'énergie primaire, car l'électricité représente une forme d'énergie de plus grande valeur que par exemple la chaleur. À cet égard, c'est la STEP qui devrait être choisie en tant que limite du système car suivant l'utilisation du biométhane ou de l'électricité, le bilan énergétique et celui du CO₂ peuvent varier fortement. Si le biométhane injecté est ensuite utilisé pour faire la cuisine ou pour chauffer des locaux, une forme d'énergie stockable de grande valeur est transformée en chaleur résiduelle (anergie) de faible valeur. Il en va de même lorsque l'électricité produite alimente ensuite des chauffages électriques

Pour l'aide à la décision qui suit, on estime que le biogaz est déjà utilisé pour la production d'énergie renouvelable et que l'infrastructure correspondante existe déjà.

4.2 Problématique

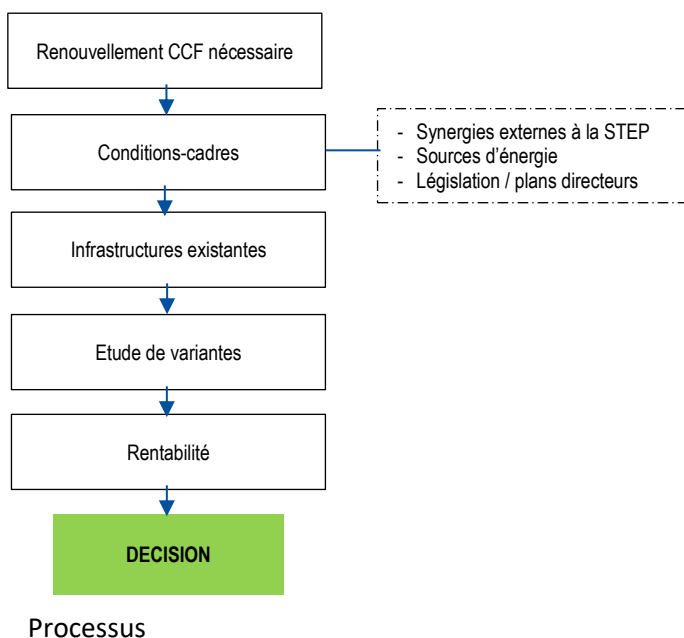
Si une révision de l'ancienne installation CCF est prévue ou si un potentiel d'amélioration important devait apparaître par rapport à l'utilisation de l'énergie, il faut s'interroger immédiatement quant à la solution la plus durable et la plus intéressante économiquement en matière de valorisation du biogaz. Les questions fondamentales suivantes devraient être prises en considération lors du processus de prise de décision :

- Quelles sont les conditions-cadres locales et régionales existantes ou lesquelles ont changé ?
- Quelles conditions-cadres vont changer au cours des 15 années à venir ?
- Quelles sont les installations déjà en place? Est-ce qu'une révision des installations en vaut la peine ?
- L'installation est-elle déjà soutenue par des subventions, et pendant combien de temps celles-ci sont-elles encore garanties ?
- Les exigences légales actuellement en vigueur et celles prévisibles sont-elles respectées ?
- Quel mode d'exploitation (installations propriété de la STEP ou de tiers, ou alors contracting) est le plus approprié ?

Au final, il faudrait viser la réalisation de l'option d'utilisation du biogaz la plus durable et la plus viable économiquement sur le plan régional.

5 Aide à la décision

Les quatre étapes qui suivent décrivent la prise de décision concernant l'avenir de la production d'énergie et l'approvisionnement en énergie dans les STEP. Elles illustrent les conditions-cadres locales et régionales dont il faut tenir compte, les incidences auxquelles il faut s'attendre et ce qui devrait être pris en considération dans l'analyse économique.



5.1 Conditions-cadres locales et régionales

Dans un premier temps, il convient de déterminer, dans le cadre de la politique énergétique régionale, comment l'approvisionnement en énergie pourra être assuré le plus efficacement à l'avenir. En l'occurrence, il convient de se focaliser impérativement sur les environs immédiats de la STEP. Il serait bon d'intégrer des STEP dans les plans directeurs communaux en matière d'énergie car elles constituent une source locale d'énergie importante. Pour décider s'il faut produire à l'avenir de l'électricité et de la chaleur ou du gaz renouvelable, il convient de vérifier quelles sources d'énergie sont disponibles dans les environs immédiats de façon à éviter des excédents de production.

Il y a lieu également de se renseigner à temps sur les futurs projets d'extensions prévus par les fournisseurs d'énergie et si d'éventuelles synergies avec les intérêts des STEP existent et peuvent être exploitées. Cette initiative devrait être prise au niveau de la commune, mais peut également être conduite par la STEP.

5.2 Infrastructure

A l'étape suivante, l'accent est mis sur l'infrastructure. Ainsi, il faut déterminer dans le cadre d'un bilan énergétique quelle quantité d'énergie (électrique et thermique) est actuellement produite et consommée dans la STEP. Y a-t-il des excédents ? Ceux-ci sont-ils saisonniers ? Des consommateurs externes (réseau de chaleur local) sont-ils approvisionnés ?

Ensuite, il convient d'examiner le type d'infrastructure présent aux alentours. Existe-t-il un réseau de chaleur présentant une capacité disponible suffisante pour approvisionner la STEP ? Ces dernières sont des clients convoités car, même en été, elles ont besoin d'une puissance thermique élevée pour assurer le fonctionnement optimal de la digestion. S'il n'existe pas de réseau de chaleur, la STEP pourrait à l'avenir être chauffée au moyen de

pompes à chaleur qui tirent leur énergie des eaux usées épurées ou du canal d'amenée. La réduction de la température de déversement dans le milieu récepteur constitue alors un effet secondaire positif.

Il s'agit de vérifier avec l'exploitant local du réseau de gaz si un gazoduc passe à proximité et, dans l'affirmative, si celui-ci est conforme aux exigences requises pour une injection de gaz, respectivement quelles sont les conditions qui y sont liées.

5.3 Étude de variantes

Une fois que les conditions-cadres régionales et l'infrastructure ont été évaluées, les deux variantes de solutions (valorisation en électricité ou en biométhane) peuvent être élaborées dans une étude de variante afin de les comparer entre elles. Les points à prendre en considération sont mis en évidence ci-après.

Valorisation en électricité au moyen d'une installation CCF ou d'une microturbine à gaz

Comme la plupart des STEP qui s'intéressent au futur recyclage du biogaz disposent déjà d'une installation CCF ou d'une turbine, les adaptations opérationnelles se font généralement lors d'un remplacement.

Ainsi, il convient de veiller, lors du remplacement d'une installation CCF/d'une microturbine à gaz, à ce que les nouvelles installations soient équipées d'un filtre à charbon actif pour la séparation des siloxanes. En éliminant les composés de silicium du biogaz, la fonction du catalyseur et, de ce fait, le respect de l'OPair sont assurés ; les coûts d'exploitation et d'entretien peuvent être considérablement réduits.

En utilisant une installation CCF ou une microturbine à gaz, la STEP devrait être en mesure de produire de façon autonome la totalité de la chaleur nécessaire. Les éventuels excédents de chaleur doivent être évités, du fait qu'ils nuisent au bilan énergétique, et qu'une utilisation intégrale du biogaz devrait être recherchée indépendamment du système. Il faut rechercher activement des partenaires avec des besoins thermiques, ou alors utiliser la chaleur de manière non conventionnelle, comme par ex. le séchage de pellets de bois. En principe, il serait bon de viser à une utilisation de la totalité de l'énergie stockée dans le biogaz.

En outre, une installation CCF peut être utilisée en tant que groupe électrogène en cas de panne de courant. Ainsi, un groupe Diesel n'est pas nécessaire dans les petites STEP, et il peut être dimensionné plus faiblement dans les grandes.

Si des cosubstrats sont utilisés pour la digestion, une autorisation d'exploitation conforme à la législation sur les déchets est nécessaire (des exceptions sont possibles pour certains substrats et certaines quantités, p. ex. le canton de Berne : déchets alimentaires jusqu'à 1 000 t par an). De plus, les STEP peuvent être exemptées de l'impôt sur les huiles minérales si elles n'acceptent que des cosubstrats figurant sur la liste positive de la Direction Générale des Douanes (DGD). Pour cela, une demande ad hoc doit être soumise à la DGD. En outre, une nouvelle installation ou le remplacement d'une installation existante doit être préalablement autorisé par l'exploitant du réseau ainsi que par l'ESTI (procédure d'approbation des plans).

Purification et injection

Dans la plupart des cas, la purification et l'injection de biométhane impliquent un changement de technologie et par conséquent un plus grand nombre d'adaptations qu'un remplacement d'installation CCF.

D'une part, il faut prendre en considération le fait que l'on doit s'attendre à une augmentation de la consommation d'électricité ou de chaleur, en fonction du procédé choisi. Dès l'étude de variante, il convient de contrôler si le transformateur existant ou un tableau de distribution secondaire de la STEP présente une capacité suffisante pour l'installation de purification. Les installations CCF existantes ne devraient pas être démantelées immédiatement, dans la mesure où leur état le permet. Elles peuvent être utilisées à l'avenir pour la gestion des pics de consommation, pour le pool de réglage ou en tant que groupe électrogène. En outre, le biogaz peut être valorisé en électricité pendant des travaux de révision de l'installation de purification, ce qui évite de le brûler à la torchère.

Du fait de la suppression des installations CCF, l'approvisionnement en chaleur de la STEP doit être réorganisé, de manière la plus durable possible. Si la STEP se trouve à proximité d'un réseau de chauffage à distance (p. ex. UIOM), un raccordement est recommandé. Alternativement, la chaleur issue des eaux usées épurées pourrait être portée à un niveau de température exploitable au moyen de pompes à chaleur et servir pour le chauffage. En principe, il est préférable d'utiliser des sources d'énergie locales (chaleur résiduelle d'UIOM, chaleur des eaux usées, chaleur des eaux de lac, etc.). L'approvisionnement en chaleur au moyen de gaz naturel ou de combustibles bois devrait être évité à l'avenir laissant ces combustibles, facilement transportables, à une utilisation sur des lieux sans sources de chaleur stationnaires.

La purification du biogaz, pour obtenir une qualité de type gaz naturel, nécessite des installations qui devront être construites à neuf ou étendues. Ainsi, chaque installation requiert de l'air comprimé pour la commande et la régulation, un raccordement d'eau, une canalisation d'eaux usées, une alimentation de courant à haute tension, ainsi que des conduites de gaz pour le biogaz, le biométhane et, le cas échéant, le gaz pauvre (biogaz traité qui ne remplit pas les conditions d'injection). Celui-ci peut être ramené dans le réservoir de stockage. De plus, il convient de vérifier la pression du réseau de gaz local. Celui-ci doit impérativement être inférieur à la pression de sortie de l'installation de purification, sans quoi le biométhane ne peut pas s'écouler dans le réseau.

Selon les substrats utilisés, l'exploitation d'une installation de méthanisation peut également nécessiter un permis d'exploitation en vertu de la loi sur les déchets. Ce sont les mêmes exigences qui s'appliquent que lorsque le gaz est valorisé dans une installation CCF. En outre, l'installation de production de biométhane doit faire l'objet d'une réception par l'ITIGS. Dans le cadre de cette procédure d'approbation des plans, l'ITIGS valide la conformité de l'installation avec les consignes de sécurité. Le biométhane injecté peut être exempté de l'impôt sur les huiles minérales si la STEP n'accepte que des cosubstrats qui figurent sur la liste positive de la Direction Générale des Douanes. Pour cela, une demande ad hoc doit être soumise à la DGD .

5.4 Rentabilité

Une fois que les points susmentionnés ont été traités avec succès, il faut évaluer la rentabilité des deux variantes. Pour ce faire, les frais d'investissement et les coûts de construction, les autorisations nécessaires, les coûts d'exploitation et les charges d'entretien doivent être comparés aux recettes provenant des ventes d'électricité/de gaz (subventions éventuelles comprises). Les points les plus importants sont listés ci-après, indépendamment du système :

Coûts

- Investissements pour les travaux du maître d'œuvre, raccordements de tuyaux, raccordement électrique, télégestion, appareils et installations, dispositifs coupe-feu, raccordement au système de gestion de la STEP
- Entretien (personnel et pièces de rechange), consommables et produits chimiques, tels que l'huile ou le charbon actif
- Coûts énergétiques et d'exploitation (coûts de réseau et de raccordement)
- Autorisations (Confédération, Canton, ESTI, ITIGS, DGD, permis de construire, etc.)

Recettes

- Recettes provenant de la vente d'énergies (gaz, électricité, chaleur)
- Recettes provenant du pool de réglage/économies réalisées grâce à une gestion habile de la charge électrique

Pour évaluer la rentabilité de la valorisation en électricité, il convient de décider de la façon dont cette dernière peut être exploitée de la manière la plus efficace et la plus rentable. Ainsi, il est possible d'utiliser directement le courant pour alimenter la STEP ou de l'injecter dans le réseau électrique public.

Avec l'entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2018 de la révision de la loi sur l'énergie, les STEP sont exclues du nouveau système de rétribution de l'injection (SRI). Les exploitants d'installations déjà subventionnées continueront à bénéficier de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) jusqu'au terme de la période correspondante. A partir d'au plus tard le 1^{er} janvier 2020, les exploitants d'installation RPC d'une puissance de 500 kW ou plus devront commercialiser directement eux-mêmes le courant produit.

Au lieu d'une rétribution de l'injection, les STEP peuvent désormais demander une contribution d'investissement à l'Office fédéral de l'énergie. Elle s'élève au maximum à 20 % des coûts d'investissement. Contrairement au SRI, la contribution à l'investissement ne couvre pas la valeur ajoutée écologique.

Lorsque le biogaz est traité et injecté, l'ASIG propose actuellement un modèle de financement. Il est alors déterminant de savoir qui est le producteur du gaz renouvelable (STEP ou exploitant du réseau de gaz) car des subventions sont prévues pour l'injection, pour l'exploitant de réseau et pour l'investissement.

6 Check-list

La check-list qui suit récapitule les points les plus importants du chapitre 5 dont il faut tenir compte lors de la prise de décision :

Check-list avec les points les plus importants à éclaircir
Tableau 6-1
Conditions-cadres locales et régionales
- plan directeur communal de l'énergie et législation cantonale
- présence d'un fournisseur régional d'énergie comme partenaire potentiel
Infrastructure
- établir le bilan énergétique au niveau de l'énergie primaire
- déterminer l'énergie excédentaire
- définir les consommateurs externes
- vérifier s'il existe un consommateur de chaleur ou un réseau de chaleur à proximité
- vérifier la possibilité d'utilisation de la chaleur des eaux usées au moyen de pompes à chaleur
- vérifier si un gazoduc passe à proximité
- déterminer le débit de gaz et la pression de service de la conduite de gaz naturel
Étude des variantes
Cogénération
- poursuite de l'exploitation/remplacement installation CCF investissements gérables
- détermination du taux d'utilisation annuel de l'installation CCF (chaleur et électricité)
- filtre à charbon actif présent ?
- l'installation CCF est-elle conforme à l'OPair ?
- y a-t-il des excédents de chaleur ?
- vérification de l'alimentation électrique de secours
- une autorisation d'exploitation est-elle nécessaire, conformément à la législation en matière de déchets ?
- la STEP profite-t-elle d'un allègement de l'impôt sur les huiles minérales ?
- tous les cosubstrats sont-ils conformes à la liste positive de la DGD ?
- procédure d'approbation des plans ESTI
Purification et injection de biométhane
- déterminer les adaptations opérationnelles pour l'injection dans le réseau de gaz naturel
- il faut s'attendre à une augmentation de la consommation d'électricité et/ou de l'énergie thermique
- vérification de la capacité du transformateur
- continuer à utiliser dans la mesure du possible les installations CCF existantes (électricité de secours, gestion des pics de consommation)
- prévoir une réorganisation de l'approvisionnement en chaleur (UIOM, chaleur des eaux usées, réseau de chauffage à distance)
- vérifier le potentiel d'augmentation de l'efficacité de l'approvisionnement en chaleur de la STEP (sources de chaleur résiduelle, échangeur de chaleur)
- les sources d'énergie disponibles sur place ont une priorité élevée
- vérifier le niveau de pression et la capacité du réseau de gaz
- une autorisation d'exploitation est-elle nécessaire, conformément à la législation en matière de déchets?
- procédure d'approbation des plans ITIGS
Rentabilité
- comparaison de la rentabilité des deux variantes
- coûts d'investissement et d'exploitation
- recettes provenant des ventes d'électricité ou de gaz
- subventions (rétribution unique, fonds de biogaz ASIG)

7 Glossaire

ASIG	Association Suisse de l'Industrie Gazière
Biogaz	gaz produit lors de la digestion dans la STEP
Biométhane	biogaz dont la concentration a été augmentée de façon à obtenir une qualité de gaz naturel
CCF	Couplage chaleur-force
CH	Suisse
CHF	franc suisse
CH ₄	méthane
CO ₂	gaz carbonique
DGD	Direction Générale des Douanes
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
Gaz naturel	mélange de gaz avec une teneur élevée en méthane
GNL	gaz naturel liquéfié (angl. liquefied natural gas)
H ₂ O	eau
ITIGS	Inspection Technique de l'Industrie Gazière Suisse
kW / MW / GW	kilowatt / mégawatt / gigawatt
kWh _{th/el}	kilowattheure thermique ou électrique (quantité d'énergie)
MTG	micro-turbine à gaz
Nm ³	normo mètres cubes
OPair	ordonnance sur la protection de l'air
PSA	adsorption à pression alternée (angl. pressure swing adsorption)
P2G	Power to gas
Pool de réglage	regroupement de plusieurs petits producteurs d'électricité pour former un pool de réglage permettant de fournir une puissance régulée
RC	Récupération de chaleur
RPC	rétribution à prix coûtant du courant injecté
SO	solvant organique
SSIGE	Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux
UIOM	usine d'incinération des ordures ménagères

Liste des sources

[1] EREP, 2013.

[2] InfraWatt, *Schlussbericht Leuchtturmprojekt Regelpooling mit Infrastrukturanlagen*, 2017.

L:\Windaten\4054-115 Einspeisung vs Verstromung\10-Bericht\17-09-29_Eh_Vestr_vs_aufb_KS.docx