

# Les stations d'épuration urbaines qui injectent du biométhane

Retour d'expérience - Octobre 2019

REDIGÉ PAR LAETITIA AUBEUT – DIRECTION DÉVELOPPEMENT BIOMÉTHANE

VERSION DU 08 OCTOBRE 2019 – REVISION B

# Sommaire

PREAMBULE	2
INTRODUCTION	3
CHIFFRES CLES ET PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT	3
LES COLLECTIVITES QUI SE SONT LANCEES ET QUI PRODUISENT DU BIOMETHANE A PARTIR DE LEURS EAUX USEES !	6
<b>PERFORMANCE DE L'EPURATION ET DE L'INJECTION</b>	<b>9</b>
OFFRE DE GRDF :	19
LES ATOUTS DE LA METHANISATION DES BOUES DE STEP	24
LES ATOUTS DU BIOMETHANE	28
LE RECHAUFFAGE DU DIGESTEUR, <b>VOIES D'OPTIMISATION A L'INJECTION DE BIOMETHANE POUR 100 % D'INJECTION</b> :	<b>32</b>
LES MODELES CONTRACTUELS :	35
ANNEXE 1 : LISTE DES SITES QUI INJECTENT DU BIOMETHANE AU 01 JUILLET 2019	
ANNEXE 2 : RAPPELS DES SPECIFICATIONS DU GAZ NATUREL	
ANNEXE 3 : VOTRE INTERLOCUTEUR BIOMETHANE	

## Préambule

Conformément aux articles L111-61 à L111-66 du code de l'énergie, GRDF en tant qu'opérateur de réseau de distribution exerce son activité de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production de gaz. Le présent document constitue donc un retour d'expérience de GRDF et de R-GDS, indépendant de tout intérêt des producteurs de biométhane, réalisé dans le cadre de ses missions de service public et ses obligations, notamment de raccordement et d'acheminement du gaz.

**Ce retour d'expérience est ici dédié aux stations d'épuration urbaines (STEU) qui injectent sur les réseaux de gaz français. Il s'agit de la deuxième édition après le retour d'expérience de 2017.**

Il est destiné à tous les acteurs concernés par la filière biométhane mais s'adresse particulièrement aux acteurs de l'Eau et de son traitement : Service assainissement public, opérateurs privés, syndicats d'assainissement, bureaux d'études spécialisés, constructeurs d'unité de digestion et d'épuration, institutionnels (ADEME, DREAL, DDT, DDCSPP, Agences de l'Eau), fédérations professionnelles de l'Eau, associations.

Il doit offrir à l'ensemble de ces acteurs une meilleure visibilité sur l'injection de biométhane sur stations d'épuration et ainsi contribuer à la poursuite du développement de la station d'épuration 2.0, celle d'aujourd'hui, productrice de ressources valorisables et de gaz renouvelables.

Avec un total, au 01 octobre 2019, de 105 sites en injection tout réseau confondu, dont **12 stations d'épuration, le nombre de site a plus que doublé en deux ans. Plus de 1000 projets sont inscrits dans la file d'attente du registre des capacités pour une capacité maximale de plus de 21 TWh/an au 1<sup>er</sup> octobre 2019.** Selon le comité prospectif de la CRE réunissant la plupart des acteurs de la filière énergétique, l'objectif d'une production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030 est réaliste, soit une production de 39 à 42 TWh de biométhane, au regard des ressources disponibles sur le territoire.

**Pour atteindre ces objectifs, les stations d'épuration constituent un outil territorial précieux et la mobilisation de GRDF, de R-GDS et des autres opérateurs gaziers aux côtés des acteurs de l'eau et de l'assainissement se poursuit pour s'intégrer au mieux aux programmes d'actions de transition énergétique et de développement durable de nos territoires.**

## Introduction

La station d'épuration 2.0, désormais **productrice d'énergie** et de ressources valorisables s'inscrit au-delà de sa fonction première de préservation de nos milieux aquatiques. Elle offre bien **d'autres opportunités** à saisir pour les territoires. Acceptées par les populations locales, **patrimoine d'infrastructures** des collectivités et proches des réseaux de gaz, voici autant de raisons qui font **des stations d'épuration un outil territorial précieux** de production de gaz vert ou biométhane, énergie renouvelable qui participe déjà à la réduction par 6 de nos émissions de gaz à effet de serre attendue **d'ici le milieu du siècle**.

**Les stations d'épuration** contribuent pleinement par la production de biométhane à l'**objectif** de baisse de 40 % de la consommation d'**énergie fossiles** attendue en 2030 par rapport à 1990 selon les objectifs visés du projet de Loi Energie Climat.

Au 1<sup>er</sup> octobre 2019, **ce n'est pas moins de 12 stations d'épuration** qui injectent du biométhane en France. Sur un potentiel théorique estimé à plus 2 TWh/an de production de biométhane à partir de nos eaux usées ( Etude ADEME 2014) , **le prévisionnel est d'ores et déjà établi à 74 sites d'ici à 2023** pour près de 1 TWh de capacité de production. Ce prévisionnel équivaut aux besoins en chauffage et cuisson **d'une ville durable de 665 000 habitants<sup>1</sup>**, **soit l'équivalent d'une métropole** comme celle de Nantes. **Les stations d'épuration** constituent également un outil précieux de développement de la mobilité propre dans nos villes. En 2023, ce ne seront pas moins de 4000 bus ou bennes à ordures ménagères<sup>2</sup> que les collectivités pourraient faire rouler sur leur territoire.

## Chiffres clés et perspectives de développement

Sur une capacité maximale installée de 1673 GWh/an<sup>3</sup> sur les 105 sites recensés au 1<sup>er</sup> octobre 2019, toute typologie et tout opérateur confondus, les 12 STEU qui injectent à ce jour disposent **d'une capacité cumulée d'injection de 1673 Nm<sup>3</sup>/h** soit 144 GWh/an de production, ce qui représente environ 10 % de la capacité maximale cumulée des 105 sites français qui injectent du biométhane dans le réseau de gaz mais également de quoi alimenter 560 bus ou bennes à ordures ménagères ou 24 000 nouveaux foyers<sup>4</sup>.



Cartes de STEU en injection au 1<sup>er</sup> octobre 2019

<sup>1</sup> En considérant la mise aux normes RT 2012 des logements et de considérant la consommation moyenne en gaz par logement de 6 MWh/an et de 4 personnes/foyer

<sup>2</sup> Sur base de la consommation annuelle d'un bus ou BOM considérée à 256 MWh/an

<sup>3</sup> Calcul sur PCS de 10.8 kWh/Nm<sup>3</sup> et sur 8200 h de fonctionnement/an

## Chiffres clés :

12 stations d'épuration injectent pour 144 GWh/an de capacité maximale soit l'équivalent du besoin annuel en chauffage de 24 000 nouveaux foyers ou près de 560 bus ou BOM  
Près de 30000 T de CO<sub>2</sub>/an en moins par substitution de l'usage gaz naturel fossile en biométhane

La filière assainissement française se compose d'un parc de près de 20000 stations et d'environ 380 000 km de réseau de collecte. Malgré ce nombre important d'unités, plus de 72 % de la pollution de nos eaux usées est traitée par 143 stations d'épuration dont la capacité nominale est supérieure à 100 000 Equivalents-Habitants (EH). Bien que ces « grosses stations d'épuration urbaines » constituent le profil idéal pour un projet d'injection, le seuil de 60000 EH peut être retenu comme un seuil d'intérêt potentiel au regard du type de filière de traitement des eaux en place, des perspectives d'évolutions des performances de l'installation, de sa capacité à réceptionner d'autres intrants du périmètre assainissement de son agglomération (boues et graisses) et enfin des infrastructures dont elle peut disposer à proximité. Ces dernières pouvant en effet constituer des puits de chaleur d'intérêt à l'optimisation de la production de biométhane à partir de la méthanisation des boues d'épuration.

Près d'une centaine de stations d'épuration se sont déjà dotées d'une unité de méthanisation avant même le développement de la valorisation du biogaz, cela essentiellement sur l'objectif d'une réduction des volumes de boues et donc des coûts d'exploitation. Plus de 50 % d'entre elles ont une capacité nominale supérieure à 60000 EH. Certaines d'entre elles ont d'ailleurs d'ores et déjà fait le choix de l'injection comme solution de valorisation de l'énergie produite (cas des STEP de Tours, Angers, Annecy, Quimper, Albi et Perpignan).

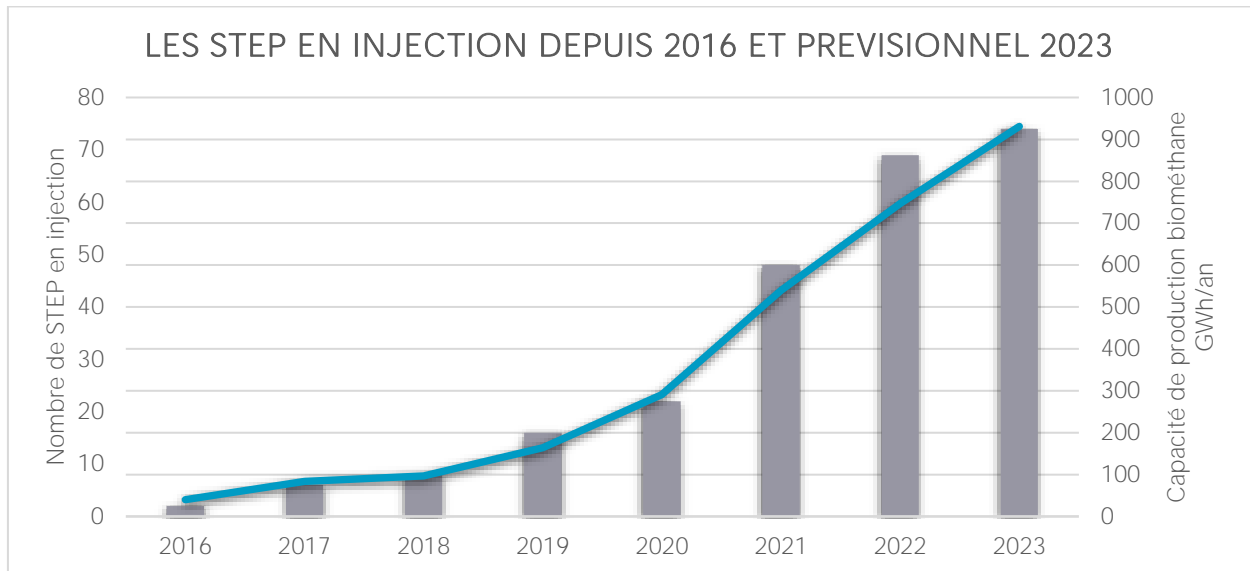
Les stations d'épuration de plus de 60000 EH représentent 272 installations. Depuis l'autorisation par l'arrêté du 27 juin 2014 d'injecter du biométhane produit à partir de nos eaux usées, plus de 40 % d'entre elles se sont engagées à minima dans une étude de faisabilité à la méthanisation et à la valorisation du biogaz produit en biométhane pour un potentiel cumulé de 1.7 TWh/an de biométhane à usage domestique ou carburant.

Pour les stations d'épuration de moins de 60000 EH, les récentes décisions des pouvoirs publics sur l'interdiction des mélanges avec boues d'épuration et biodéchets<sup>5</sup> ne favorisent pas leur pertinence au développement de la méthanisation et donc du biométhane. Elles peuvent toutefois constituer des sources de gisement significatives pour améliorer la rentabilité des projets dans une logique de mutualisation sur un même territoire.

On retiendra que les stations d'épuration sont autant d'opportunités pour les territoires au développement d'une nouvelle économie plus vertueuse et à l'atteinte des objectifs de

<sup>5</sup> Biodéchets : définition réglementaire de la directive européenne déchets de 2008 avec obligation du tri à la source de ces biodéchets aux gros producteurs de plus de 10 T/an depuis 2012 et élargie à tous à fin 2023 sur transposition en droit français de la Dir.EU déchets modifiée en mai 2018

neutralité carbone que l'urgence climatique nous impose. Les perspectives de développement de la méthanisation et de la production de biométhane à partir de nos eaux usées restent encore importantes et GRDF s'engage à accompagner les collectivités et les professionnels de la filière assainissement au suivi et au développement de nouveaux projets pour permettre ainsi le verdissement du réseau de gaz français et l'atteinte de 10 % de gaz vert dans nos consommations à l'horizon 2030.



La production de biométhane en France à partir des eaux usées – Etat des lieux et Perspectives

## PERSPECTIVES A 2023 ET + :

74 stations d'épuration devraient injecter en 2023 pour près de 1 TWh/an de capacité maximale soit l'équivalent du besoin annuel en chauffage de 165 000 nouveaux foyers ou près de 4000 bus ou BOM

En 2023 ce sera près de 190000 T de CO2 évités par les territoires sur les 74 stations d'épuration qui produiront du biométhane.

Un potentiel de 1 TWh complémentaire à développer par de l'ingénierie territoriale et RetD ( mutualisation des gisements, renforcement des performances des installations existantes en qualité d' unité de traitement des eaux ET d'unité de production de ressources renouvelables => Vers la STEP 3.0 ( optimisation de la capture du carbone, méthanation ; production d'engrais azotés et phosphorés ...)

## Les collectivités qui se sont lancées et qui produisent du biométhane à partir de leurs eaux usées !

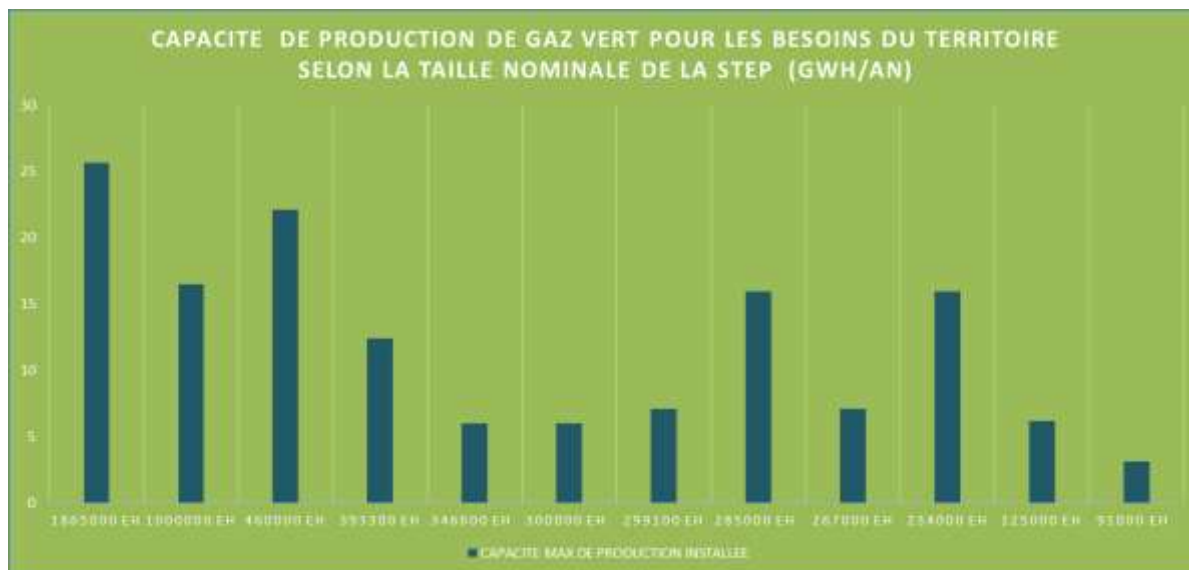
Au 1<sup>er</sup> octobre 2019, 12 stations d'épurations urbaines ou STEU injectent du biométhane sur le réseau français de distribution gaz dont 11 sur le réseau GRDF. La station d'épuration de Strasbourg, injecte quant à elle sur le réseau de R-GDS :

Maître d'ouvrage	Commune	Taille nominale	Exploitant STEP	Exploitant production biométhane	Opérateur réseau gaz	Année de mise en service
EUROMETROPLE	STRASBOURG	1 000 000 EH	VALEAURHIN - SUEZ	BIOGENERE	R-GDS	2015
GRENOBLE ALPES METROPOLE	FONTANIL-CORNILLON	650 000 EH	GRENOBLE ALPES METROPOLE	AQUABIOGAZ	GRDF	2016
TOURS METROPOLE	RICHE (LA)	393 330 EH	TOURS METROPOLE	DALKIA BIOGAZ	GRDF	2017
SYNDICAT DU LAC d'ANNECY	CRAN-GEVRIER	234 000 EH	SYNDICAT MIXTE DU LAC D'ANNECY	SYNDICAT MIXTE DU LAC D'ANNECY	GRDF	2017
ANGERS Loire Métropole	ANGERS	285 000 EH	VEOLIA	VEOLIA	GRDF	2017
QUIMPER BRETAGNE OCCIDENTALE	QUIMPER	267 000 EH	SAUR	SUEZ	GRDF	2017
VIENNE CONDRIEU AGGLOMERATION	REVENTIN-VAUGRIS	125 000 EH	VIENNE CONDRIEU AGGLOMERATION	VIENNE CONDRIEU AGGLOMERATION	GRDF	2017
PERPIGNAN MEDITERRANEE METROPOLE	PERPIGNAN	299100 EH	VEOLIA	VEOLIA	GRDF	2018
GRAND LYON	VAULX EN VELIN	300000 EH	SUEZ	SUEZ	GRDF	2018
AIX MARSEILLE PROVENCE METROPOLE	MARSEILLE	1 865 000 EH	SUEZ	SUEZ	GRDF	2019
CA GRAND ALBIGEOIS	ALBI	91 000 EH	GRAND ALBIGEOIS	GRAND ALBIGEOIS	GRDF	2019
CA VAL ESTEREL MEDITERRANEE	FREJUS	346 600 EH	VEOLIA	VEOLIA	GRDF	2019

Il s'agit principalement de stations d'épuration de grande capacité dont la capacité nominale dépasse les 100000 EH. La STEP de Marseille est à ce jour l'usine de traitement des eaux qui produit le plus de biométhane devant la STEP de Grenoble et de Strasbourg. La station d'épuration du Grand Albigeois est à l'inverse la STEP à la capacité de production de biométhane la plus faible à ce jour avec celle de Vienne.

La capacité de production installée sur ces 12 stations d'épuration est comprise entre 3 et 26 GWh/an pour une production de boues comprises entre 1300 et 20000 T de matières sèches /an.

Le graphique ci-après illustrent le profil de production maximum de biométhane déclaré par taille nominale d'installation en injection.



Le tableau ci-après présente le profil des 12 STEP en injection.

STEP	Type de file eau	Présence d'un traitement primaire	Digester existant avant valorisation en biométhane ?	Voie de valorisation des boues digérées
STRASBOURG	BOUES ACTIVEES	OUI	NON	INCINERATION IN-SITU
GRENOBLE	BIOFILTRE	OUI	NON	INCINERATION IN-SITU
TOURS	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	EPANDAGE
ANNECY	LIT BACTERIEN ET BIOFILTRE	OUI	NON	CO-INCINERATION
ANGERS	BIOFILTRE	OUI	OUI	EPANDAGE OU COMPOSTAGE
QUIMPER	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	COMPOSTAGE
VIENNE	BOUES ACTIVEES	OUI	NON	CO-COMPOSTAGE
PERPIGNAN	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	EPANDAGE OU COMPOSTAGE
LYON-FEYSINE	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	CO-INCINERATION
MARSEILLE	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	COMPOSTAGE
ALBI	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	COMPOSTAGE ET EPANDAGE
FREJUS	BOUES ACTIVEES	OUI	OUI	COMPOSTAGE



En premier lieu, il peut être constaté que les 12 stations d'épuration disposent toute d'un traitement primaire, étape de traitement de la file boue qui consiste à éliminer la part particulaire de la pollution organique de nos eaux usées par décantation physique et dans certains cas accélérée par traitement physico-chimique. Les boues ainsi produites sur cette étape de traitement ou boues dites « primaires » sont majoritairement organiques (autour de 85-90 % de matières organiques) et donc par conséquent plus facilement méthanisables

qu'une boue biologique qui aura déjà été oxydée lors du processus d'épuration biologique. A titre d'exemple, le potentiel méthanogène moyen d'une boue biologique est d'environ 200 Nm<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub>/TMS alors que celui d'une boue primaire peut s'élever à 300– 350 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/ TMS. La mise en œuvre d'un traitement primaire peut répondre à une obligation de conformité en performance voire équipement lorsque la station d'épuration est sollicitée au-delà de sa capacité nominale. Elle permet ainsi de « soulager » les bassins biologiques et d'éviter la refonte complète des installations.

La majorité des stations d'épuration qui valorisent le biogaz par injection de biométhane sont dotées à l'origine d'un méthaniseur, c'est le cas des STEU de Tours, Angers, Quimper, Perpignan, Lyon-Feyssine, Marseille et Albi. La valorisation en injection se justifie alors principalement par le rendement que permet l'injection de biométhane, à savoir plus de 90%, ce qui a amené plusieurs sites à repenser leur projet initialement en cogénération (rendement électrique moyen de 35-38 %) vers l'injection. Le bilan économique est devenu plus favorable sur la base de nouveaux tarifs d'achat biométhane de 2014. Par ailleurs, cela a permis de limiter également les volumes de biogaz produits torchés au profit d'un usage territorial plus vertueux que la seule utilisation en chaudière. L'usage local notamment en faveur de la mobilité propre est la principale justification des maîtres d'ouvrage.

Pour les stations d'épuration qui se sont dotées d'un méthaniseur et d'une valorisation dans le cadre d'un projet global, la justification tient essentiellement à une hausse des performances de l'installation amenant à un accroissement de la production de boues. Le maintien de l'équilibre économique des coûts d'exploitation se justifie alors pleinement par la mise en place d'une méthanisation capable de réduire le volume des boues produites en moyenne de 40 %. Ainsi pour les STEU d'Annecy, de Grenoble, de Strasbourg, de Fréjus et de Vienne la méthanisation des boues d'épuration permet la maîtrise des flux et des coûts d'exploitation de gestion des déchets de son territoire tout en allant plus loin par la production d'énergie renouvelable aux bénéfices de ce même territoire en réponse aux objectifs de planification énergétique et en faveur de la mobilité propre.

Le schéma suivant illustre plus globalement le profil des stations d'épuration qui se sont lancées dans la méthanisation et dans la valorisation du biogaz produit en biométhane. Par sa mise en œuvre, la méthanisation inscrit le patrimoine « assainissement » au cœur des enjeux économie circulaire de son territoire. On retiendra que la présence ou mise en œuvre d'un traitement primaire ainsi que la recherche d'intrants complémentaires aux flux in-situ sont les principales variables d'optimisation de la production de biométhane à retenir.

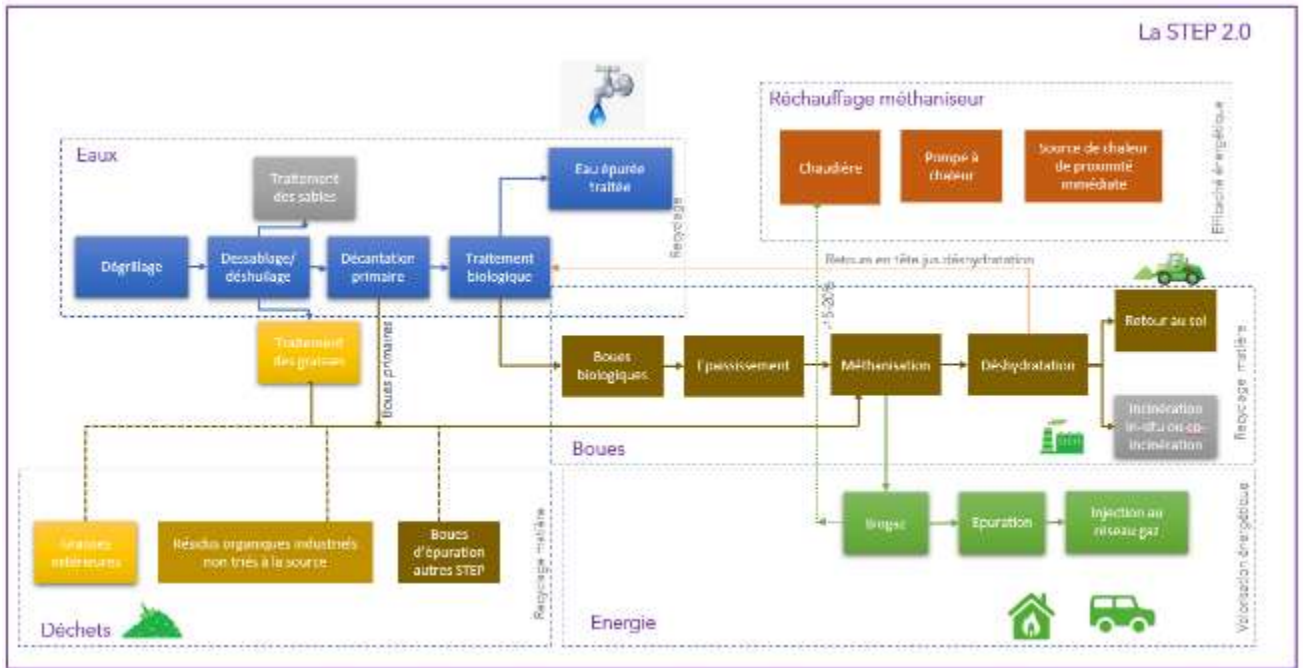


Schéma de compréhension des enjeux d'un projet de méthanisation sur STEU -source GRDF

## Performance de l'épuration et de l'injection

- **Les performances de l'épuration**

Le biogaz produit à ce jour à partir des boues d'épuration est en moyenne composé de 62 % de méthane. On notera des données recueillies un minimum de 59 % et un maximum de 66 %

Pour l'ensemble des sites en injection, l'épuration de ce biogaz est assurée par séparation membranaire. Cette technologie largement développée en France repose sur le principe de perméation (cf schéma de principe ci-dessous) assurant la séparation des molécules composant le biogaz selon leur taille. En conséquence, eau, CO<sub>2</sub>, ammoniacque, plus grosses molécules, sont ainsi séparées du méthane pour donner un perméat gazeux autrement appelé « Offgaz » ou gaz de purge. Le rétentat gazeux contient alors plus de 97 % de CH<sub>4</sub> en moyenne sur les 12 STEU en injection. Plus difficilement retenus sur la membrane car plus proche de la limite de sélectivité du méthane, l'O<sub>2</sub> et l'azote peuvent se retrouver dans le rétentat. Du fait de la concentration de l'azote dans le rétentat gazeux, des dépassements peuvent être constatés et justifiés principalement par une entrée d'air dans les méthaniseurs. Les teneurs en oxygène restent quant à elles toujours inférieures à la limite requise avant injection. Déjà en teneur très limitée dans le biogaz produit, la technologie membranaire n'en réduit ni n'en augmente la concentration.

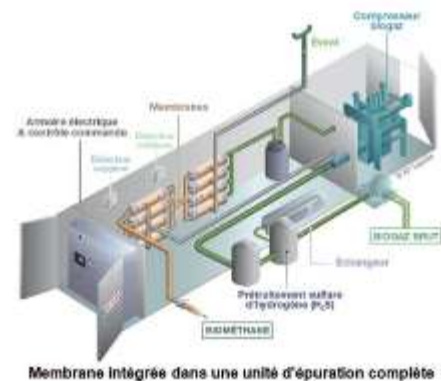


Le choix d'une épuration du biogaz par membrane comme pour les autres technologies d'épuration implique au préalable un prétraitement du biogaz indispensable pour supprimer les COV<sup>6</sup>, l'H<sub>2</sub>S et l'humidité du gaz. L'étape de prétraitement choisie le plus couramment est le traitement par charbon actif.

Le traitement par charbon actif peut également être couplé ou remplacé par une solution de désulfuration biologique, sur oxyde de fer ou encore chimique (lavage à la soude). C'est le cas de la station d'épuration de Strasbourg pour cette dernière.

Le choix de la filière de prétraitement dépendra de la teneur en H<sub>2</sub>S du biogaz. Une bonne efficacité du prétraitement est indispensable pour éviter que les éléments non retenus par les membranes ne se retrouvent dans le biométhane ou les off-gaz. **Ce REX n'a pas pour objectif d'établir le bilan OPEX des unités** mais pour ce qui est du prétraitement sur charbon actif, ils sont directement proportionnels à la teneur en H<sub>2</sub>S, qui dépend de la filière de traitement des eaux en amont.

Concernant la durée de vie des membranes, nous ne disposons pas encore d'un recul suffisant pour le cas des stations d'épuration. Les experts de la filière estiment un renouvellement des membranes tous les 8 ans environ avec un prétraitement bien dimensionné en amont. Sur les sites produisant déjà du biogaz, la qualification précise de sa composition est un plus pour permettre un choix et une conception optimisée du poste d'épuration ainsi que l'évaluation au plus juste des coûts d'exploitation associés.



Membrane intégrée dans une unité d'épuration complète



STEP Perpignan – Epuration -Crédit Photo Jean-Baptiste CHAIX

Le biogaz prétraité est comprimé entre 10 et 15 bars puis réchauffé pour être traité sur les membranes. La pression requise en entrée du poste d'injection doit être comprise entre 5.5 et 8 bars.

Concernant le offgaz produit sur les 12 sites, il est rejeté directement à l'atmosphère. Cette pratique est actuellement tolérée en raison des faibles teneurs en méthane résiduel (<1%) mais la réglementation européenne risque d'évoluer sur ce sujet. Dans certains pays européens il est d'ores et déjà imposé la valorisation de ce off-gaz en chaudière dédiée. Pour le cas de la STEU de Grenoble le off-gaz est envoyé sur le four d'incinération.

A ce jour le rendement épuratoire garanti par les constructeurs est en moyenne de 99 %.

La qualité du biométhane produit est conforme aux spécifications requises avant injection au réseau avec un PCS moyen de 10,8 kWh/Nm<sup>3</sup> et un taux de méthane > 98 %.

L'épuration par membrane est une technologie qui ne consomme aucun réactif et qui s'adapte facilement aux variations de débit particulièrement significatives en station d'épuration. Elle n'est cependant pas la seule alternative pour traiter le biogaz de la méthanisation des boues de stations d'épuration. D'autres

<sup>6</sup> COV – Composés organiques volatils

solutions technologiques d'épuration existent comme le lavage à l'eau, la technologie PSA, le lavage aux amines.... Chacune d'elles présentent des avantages et inconvénients qui peuvent être discutés entre équipementiers. Une étude de décembre 2014 (dernière en date) réalisée par ASTRADE Méthanisation dans le cadre du projet européen BIO-METHANE REGIONS et portée par l'association AILE (Association d'initiatives Locales pour l'Energie et l'Environnement) et Rhône-Alpes Energie Environnement (RAEE) offre une revue complète des technologies d'épuration du biogaz en biométhane en France avec exigences et contraintes pour chacune d'elle. Si elle vise avant tout des capacités de production < 80 Nm<sup>3</sup>/h (débit qui concerne bon nombre de projets STEU), elle reste un guide fort utile dans l'accompagnement de l'ensemble des réflexions engagées ou à venir toutes tailles de projet confondus sur la production et la valorisation de biogaz de stations d'épuration.

Elle est consultable ici :

[https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2015/02/Developpement-de-projets-bio\\_methane-et-bio\\_GNV-\\_-Rapport-final-D.pdf](https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2015/02/Developpement-de-projets-bio_methane-et-bio_GNV-_-Rapport-final-D.pdf).

En appui dans la réflexion de mise en place d'une unité de méthanisation des boues et de valorisation de biogaz produit, des bureaux d'études et/ou AMO spécialisés peuvent être également consultés. Les bureaux d'études rencontrés habituellement sur le marché du traitement des eaux usées peuvent assurer des études de faisabilité, des missions d'AMO ou de maîtrise d'œuvre depuis de nombreuses années, ils ont pour la plupart d'entre eux l'expertise dans ce domaine de la valorisation du biogaz.

Le tableau ci-après précise la technologie et le constructeur de l'unité d'épuration par site en injection :

STEP	Technologie d'épuration biogaz	Constructeur
STRASBOURG	Membrane	EISENMAN
GRENOBLE	Membrane	PRODEVAL
TOURS	Membrane	HOST
SILA Annecy	Membrane	PRODEVAL
ANGERS	Membrane	PRODEVAL
QUIMPER	Membrane	PRODEVAL
VIENNE	Membrane	AROL ENERGY
PERPIGNAN	Membrane	CLARKE ENERGY
LYON Feyssine	Membrane	PRODEVAL
MARSEILLE	Membrane	PRODEVAL
ALBI	Membrane	PRODEVAL
FREJUS	Membrane	BIOTHANE - VEOLIA

Pour consultation des constructeurs épurateurs de biogaz du marché français, se référer à l'annuaire 2019 du club biogaz.

[http://atee.fr/sites/default/files/BIOGAZ/Fichiers/annuaire\\_biogaz\\_2019\\_web.pdf](http://atee.fr/sites/default/files/BIOGAZ/Fichiers/annuaire_biogaz_2019_web.pdf)

## • Les performances de l'injection

L'ensemble des éléments techniques et conditions particulières à l'injection sont précisés dans le modèle de contrat d'injection GRDF – Conditions Particulières , téléchargeable ici : <https://www.grdf.fr/producteurs-de-biomethane/mon-projet/realiser-injection-biomethane>

Les données analysées sont de 3 types :

- Mesures de qualité du gaz réalisées en continu (en réalité toutes les minutes)
- Données d'état du poste (vannes, dysfonctionnements de composants...)
- Données journalières de comptage

Que « voit » le distributeur GRDF, à partir de la mise en service de l'injection ?

- ⇒ Les quantités injectées ou recyclées
- ⇒ Les données des capteurs et analyseurs du poste
- ⇒ Des coupures d'injection dues à l'amont (méthanisation et/ou épuration), au poste d'injection ou à des coupures d'électricité
- ⇒ Des périodes d'observation après une coupure et avant la reprise de l'injection

Que « ne voit-il pas » ou ne sait pas distinguer ?

- ⇒ Ce qui s'est passé en amont de la mise en service de l'injection du site (ex la montée en puissance de la biologie)
- ⇒ Les causes d'une coupure de l'injection : procédé de méthanisation ou d'épuration ? coupure imprévue ou déclenchée ?
- ⇒ Les causes d'une diminution de débit d'injection : diminution de la production ou impossibilité d'injecter due à un débouché insuffisant (consommations d'été)



Intérieur d'un poste d'injection de GRDF (Crédit photo GRDF)

## Préalable à savoir : Les débits d'injection contractualisés par les producteurs

Chaque producteur déclare en préfecture une « **capacité maximale de production** » (Cmax) qui conditionne le tarif minimum auquel va être acheté son biométhane selon un mécanisme de soutien au développement de la filière permise par l'Etat depuis 2011 (voir chapitre dédié page 29 de ce document).

Si le site est « **seul** » sur sa maille d'injection, c'est-à-dire que les quantités qu'il injecte n'empêchent pas un autre site d'injecter les quantités qu'il a contractualisé, alors le producteur peut déstocker des quantités de biométhane plus importantes, en injectant temporairement un débit supérieur à son Cmax.

Il y a toutefois des **limites** à ces dépassements ponctuels ou récurrents :

### ■ Limites physiques :

- **Le choix des compteurs** : le calibre garantit les comptages dans une plage fixée de débits avec un minimum de 10 Nm<sup>3</sup>/h. Ils peuvent aussi être endommagés si les débits qui les traversent sont trop élevés,
- **La saisonnalité des consommations** : lorsque les consommations de l'antenne sont inférieures au débit de production, le producteur va stocker pendant quelques heures les quantités en surplus dans le ciel gazeux de son installation ou un stockage déporté, puis torchera si la situation perdure.

Si cette situation dure plus de quelques jours, on dit que la **production est saisonnalisée**.

Ces périodes sont décrites dans les études réalisées par GRDF en amont de la construction, qui comparent le débit projeté par le porteur de projet et les consommations des 1, 2 ou 3 années passées : **étude de faisabilité, détaillée, de dimensionnement**.

### ■ Limite contractuelle :

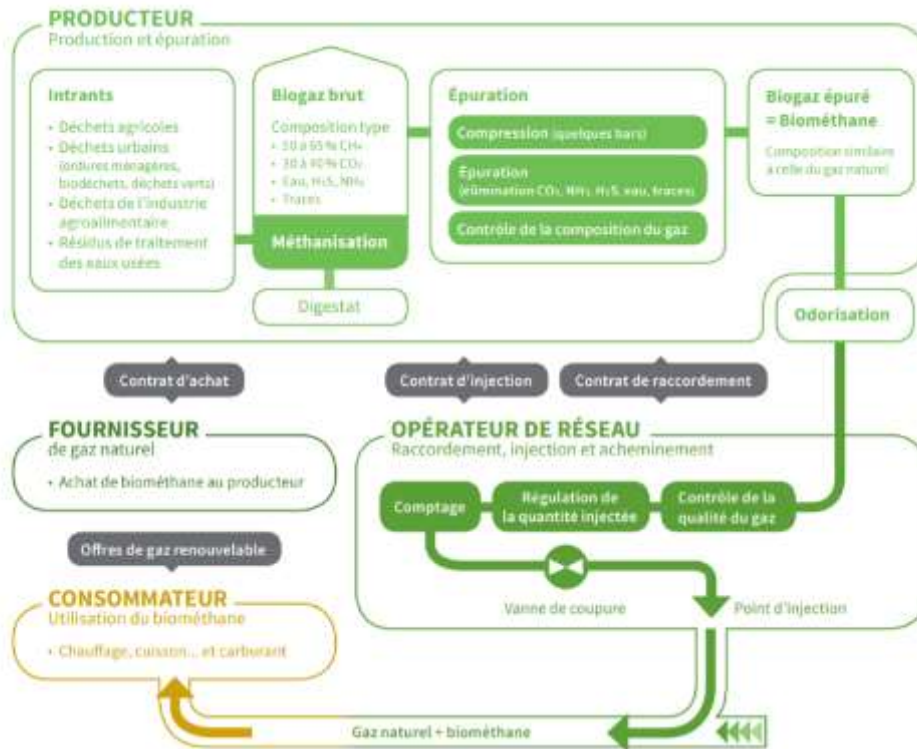
Le producteur doit respecter les termes du contrat d'achat qu'il a signé avec son fournisseur. Les conditions générales d'achat du biométhane stipulent que si le débit mensuel moyen d'injection (= quantité de biométhane injectée/nombre d'heures d'injection dans le mois) est supérieur au Cmax du projet durant 3 mois ou plus dans une année civile, le producteur doit notifier au préfet une nouvelle Cmax dont la valeur est au moins égale à la moyenne de ces trois mois de plus forts débits.

**Une demande d'évolution du calcul du Cmax d'une mensualisation vers une annualisation a été portée par GRDF et d'autres acteurs de la filière auprès de la DGEC (Direction Générale Energie et Climat). La filière est en attente de sa décision dans le cadre de la révision en cours du mécanisme de soutien.**

Ce **supplément de capacité** est inscrit dans le registre en dernière position de la file d'attente et est alloué s'il reste des capacités disponibles. Dans le cas contraire, il est inscrit comme reliquat et est alloué si les consommations se développent sur la zone ou si les projets d'injection inscrits avant la demande réduisent leur demande ou abandonnent leur place.

Il s'accompagne d'une baisse du tarif d'achat (sauf pour les projets dont la Cmax est supérieure à 350 Nm<sup>3</sup>/h pour lesquels le tarif est constant quelle que soit la Cmax).

A l'inverse, il est à noter que toute demande de modification du Cmax à la baisse ne découlant pas d'une modification de l'outil de production est proscrite. En effet, dans ce cas l'administration considère que cette baisse dénote un mauvais dimensionnement de l'unité de production par son producteur, alors seul à devoir supporter cet écart.



Rappel : répartition des rôles

## Montée en charge et taux de charge moyen des STEP en injection

(données analysées du 1er janvier 2018 au 31/12/2018)

L'analyse des données a été réalisée sur 9 stations d'épuration dont 6 disposant de données sur une année complète du 01/01 au 31/12/2018.

Il peut être rappelé que le Cmax correspond au débit horaire moyen d'injection déclaré en préfecture et sur la base duquel le tarif d'achat biométhane est établi.



Poste d'injection GRDF de la STEP de Marseille – Crédit photo - GRDF

Les graphiques ci-dessous représentent les profils type du débit réel d'injection de biométhane relevé par station d'épuration par comparaison au Cmax déclaré.



**Chiffre clé :**  
Taux de charge moyen de 80 % en conditions normales de fonctionnement

Le taux de charge moyen des 9 sites considérés est de 75 % avec un maximum de 91 % et un minimum de 43%. En sortant le site pour laquelle la valeur moyenne est de 43 %, alors le taux de charge s'élève à 81 %. Pour l'un des sites concernés, le Cmax déclaré n'est pas représentatif des conditions de fonctionnement de la station d'épuration et du méthaniseur. Globalement un projet de méthanisation engagé par une collectivité suppose une projection des charges à traiter au regard des perspectives de développement de l'agglomération à 10, 20 ou 30 ans, cela est particulièrement vrai lorsqu'il s'agit d'intégrer les investissements d'un méthaniseur ainsi le Cmax déclaré est une projection de ce qui devrait être produit à des échéances de long terme. Le Cmax peut être augmenté sur une déclaration auprès de la préfecture mais il ne peut pas être baissé. L'impact du Cmax sur le tarif d'achat biométhane devient significatif sur le seuil de 50 Nm<sup>3</sup>/h, seuil au-delà duquel le tarif d'achat diminue. Les stations d'épuration d'intérêt à la production biométhane étant le plus souvent en zone de gaz et en agglomération significative, la contrainte sur la disponibilité à l'injection est moindre. Il est donc conseillé de se rapprocher en cas de doute du chargé d'affaires biométhane local pour évaluer en bonne pertinence les intérêts d'une déclaration du Cmax au plus juste et ainsi optimiser le business plan du projet.

**Chiffre clé :**  
Montée en charge moyenne de 1 à 3 mois

Par ailleurs, on notera une variabilité des débits journaliers injectés. En effet, la production de biogaz lors de la digestion des boues de STEU dépend de leur qualité, qui peut être très fluctuante selon les consignes de pilotage de la file eau avec également des impacts saisonniers vis-à-vis de la température sur les réactions biologiques aérobies. Par ailleurs, si certaines stations d'épuration sont dotées d'un gazomètre d'autres régulent le débit à épurer uniquement sur le volume du ciel gazeux du ou des méthaniseurs, ce qui ne suffit pas toujours. Les gazomètres sont le plus souvent dimensionnés sur un temps de séjour de 6 à 10h.

On retiendra **qu'en conditions stabilisées, les stations d'épuration injectent globalement plus de 80 % de leur potentiel déclaré via la Cmax.** On notera également que sur l'ensemble des sites au

démarrage constat est fait d'une prise en main et d'une stabilisation du système de production entre 1 à 3 mois.

### Taux de production de biométhane par Equivalent-Habitant

Sur les données disponibles en charge moyenne annuelle EH/an traitée sur les stations ici visées et considérant le débit moyen de biométhane injecté, il peut être noté un ratio de production de biométhane autour de 5- 6 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/EH/an.



### PCS (Energie contenue dans chaque m<sup>3</sup> de biométhane)

Les 12 STEU citées injectent en zone de Gaz H<sup>7</sup> pour laquelle la valeur du PCS doit être comprise entre 10,7 et 12,8 kWh/Nm<sup>3</sup> selon les spécifications gaz de GRDF.

- La moyenne des PCS des 12 STEU est de

12 STEU	PCS kWh/Nm <sup>3</sup>
MOYENNE	10.81
Min	10.76
Max	10,94
Ecart type	0.05



On remarquera une très faible variabilité des valeurs mesurées du PCS, qui révèlent une très bonne efficacité des unités d'épuration membranaires.

### Autres paramètres de suivi qualité du biométhane

Les contrôles de qualité du biométhane sont mesurés en « continu » dans le poste d'injection (toutes les minutes environ) et ponctuellement à des rythmes variables (mensuels, trimestriels, semestriels) par des prélèvements et analyses effectués par un laboratoire.

Les paramètres analysés en bilans ponctuels sont les suivants :



Analyseurs chromatographe du poste -Crédit photo GRDF

[7] Le gaz B se distingue par sa teneur élevée en azote qui le rend plus « pauvre » (d'où son nom de gaz B pour « Bas pouvoir calorifique »). Il provient essentiellement des Pays Bas et il est distribué dans le nord de la France.

Le gaz H (H pour "Haut pouvoir calorifique") est distribué sur le reste du territoire et provient principalement de la mer du Nord, de la Russie, de l'Algérie...

Composés recherchés	Seuils	Valeur mesurée moyenne	Statut de l'analyse
Cl-	< 1 mg/Nm <sup>3</sup>	< 1 mg/Nm <sup>3</sup>	conforme
F-	< 10 mg/Nm <sup>3</sup>	< 10 mg/Nm <sup>3</sup>	conforme
Hg	< 1000 mg/Nm <sup>3</sup>	1 ng/Nm <sup>3</sup>	conforme
NH <sub>3</sub>	< 3 mg/Nm <sup>3</sup>	0,02 mg/m <sup>3</sup>	conforme
Soufre mercaptique	< 6mg/Nm <sup>3</sup>	< 6mg/Nm <sup>3</sup>	conforme
CO	< 2 %	< 0,0001 %	conforme
H <sub>2</sub>	< 6 %	< 0,01 %	conforme

A l'analyse de l'ensemble des résultats des bilans réalisés sur les 11 STEU du périmètre GRDF, la qualité du gaz est conforme aux seuils requis avant injection.

Sur l'ensemble des mesures SPOT analysées jusque fin août 2019, seule une non-conformité sur le paramètre chlorures est constatée et seulement 2 non-conformités sur le paramètre NH<sub>3</sub>.

## Disponibilité des postes d'injection

Les situations pour lesquelles le débit d'injection est nul correspondent principalement à :

- Une défaillance de la chaîne de production/épuration
- Une défaillance du poste d'injection (odorisation, mécanique, contrôle de la qualité du biométhane, automate) prise en compte par le « taux de disponibilité GRDF » précisé au contrat, de 95% pour le poste d'injection en-deçà duquel des compensations financières sont prévues ;
- Une coupure d'alimentation électrique ;
- La période « d'observation » qui suit une interruption de l'injection avant la réouverture de la vanne d'injection (par exemple pour non-conformité de la qualité du biométhane).
- A des périodes d'autoconsommation du biogaz ponctuelles qui rendent le débit à injecter insuffisant ou nul.

**L'indisponibilité d'un poste est calculée comme la durée pendant laquelle le poste n'injecte pas alors qu'il le devrait : C'est la durée totale des coupures d'injection pour lesquelles les paramètres mesurés en entrée de poste (qualité du gaz, température, pression, débit) sont conformes aux exigences contractuelles (contrat d'injection – conditions particulières).**

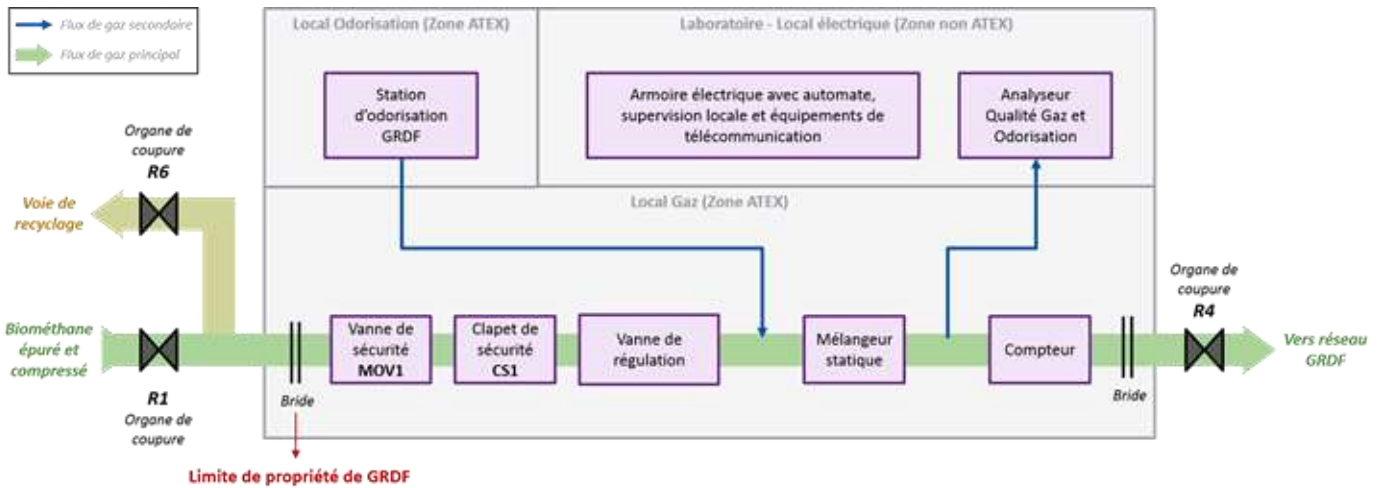


Schéma du poste d'injection avec odorisation GRDF – Source contrat d'injection -conditions particulières

Dans la présente analyse, nous prenons en compte dans l'indisponibilité GRDF :

- les défauts des analyseurs dans le poste : chromatographes (pannes, manque de gaz vecteur...), capteurs divers...
- les problèmes d'odorisation (panne, odorisation hors des spécifications) **lorsqu'elle est sous la responsabilité de GRDF**
- le temps de « stabilisation » de la qualité du biométhane après une non-conformité imputable à GRDF (période imposée contractuellement par GRDF entre le moment où le gaz est redevenu conforme et l'ouverture de la vanne d'injection)

Ne sont pas prises comme des indisponibilités GRDF :

- les interventions programmées portées à connaissance de GRDF
- les coupures d'injection qui résultent du périmètre producteur (épuration et file boue amont)

Les 12 postes d'injection installés sont pourvus d'un système d'odorisation inclus au périmètre GRDF et de R-GDS pour le cas de la STEU de Strasbourg.

La moyenne des disponibilités des postes à l'injection et sur un régime de fonctionnement stabilisé sont les suivantes :

	Nombre de sites concernés	Période de fonctionnement considérée	Taux moyen de disponibilité du poste calculé	Min	Max
GRDF	8	Moyenne sur 12 mois	98,67 %	96,44 %	99,89 %
R-GDS	1	Moyenne sur 12 mois	98,89 %	96,87 %	100,00 %

Les périodes de non injection sur le périmètre GRDF sont essentiellement liées à des non-conformités sur le dosage THT et de mesures chromatographe. GRDF œuvre pour améliorer l'exploitation de ces

postes sur la régulation du dosage THT et la régulation de pression réseau. Les nouveaux postes de 3<sup>ème</sup> génération en cours de déploiement permettent d'ores et déjà un gain de performance sur ces deux critères ainsi que sur l'analyse en continue de la qualité du gaz via les chromatographes.



Chiffre clé :  
Taux de  
disponibilité  
GRDF des  
postes > 98%

Poste d'injection biométhane GRDF de Tours – Crédit photo Marc GD

Au regard de ces résultats, GRDF étudie la possibilité de revoir son seuil d'engagement de moins de 5% d'indisponibilité de ses postes.

## Offre de GRDF :

- Réseaux, matériels et procédures, quels coûts ?

L'ensemble des coûts de prestation de GRDF relatif à l'activité biométhane et en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année sont disponibles dans le catalogue de prestation de GRDF ( p61 à 63 ) , téléchargeable ici : <https://www.grdf.fr/documents/10184/1291504/20190626+grdf-juillet2019.pdf/042033c7-6991-9694-7280-e561023271cc>

## La redevance trimestrielle des postes

La redevance trimestrielle est due par le producteur à GRDF au titre de la location du poste d'injection et elle est variable selon le type de poste concerné , à savoir selon la pression d'injection visée et selon la présence ou non de l'étage d'odorisation. La redevance inclut :

- ⇒ La location du poste intégrant l'investissement initial par GRDF, sa maintenance et son exploitation courante sur toute la durée du contrat (15 ans)
- ⇒ Maintien en conformité du poste d'injection
- ⇒ Développement du système d'information inhérent à l'injection du biométhane
- ⇒ Opération d'exploitation du réseau aval inhérentes à l'injection de biométhane y compris sa mise en service
- ⇒ Renouvellement du poste en fin de vie

Les forfaits s'appliquant ainsi trimestriellement aux producteurs sont les suivants :

## POSTES D'INJECTION DE BIOMETHANE

Type d'installation	Pression d'injection	Loyer trimestriel	
		€ HT	€ TTC
<b>Avec odorisation</b>	4 bar	13 737,27	<b>16 484,72</b>
	16 bar	14 165,22	<b>16 998,26</b>
<b>Sans odorisation*</b>	4 bar	12 691,15	<b>15 229,38</b>
	16 bar	12 993,17	<b>15 591,80</b>

\* Cas où le biométhane est odorisé en amont du poste d'injection par le Producteur de biométhane.

Coûts de redevance des postes d'injection au 1<sup>er</sup> juillet 2019 – source catalogue des prestations de GRDF

### A retenir :

GRDF ne fait pas de bénéfices sur ses prestations concernant le biométhane, conformément à son modèle économique régulé. Les prix des prestations de GRDF sont fixés ex ante par la CRE et audité ex post.

La redevance d'injection est constante quelle que soit la taille du projet (=le débit injecté).

## Coûts de mise en service des postes d'injection

Parmi les obligations contractuelles qui lient le producteur à GRDF, la toute première injection, nécessitait jusqu'ici un contrôle poussé de la qualité du biométhane pendant 3 jours consécutifs.

Dans son objectif de contribuer à la réduction des coûts aux côtés de la filière, GRDF a décidé de remplacer cette campagne d'analyse de mise en service par un seul prélèvement sur un jour au cours du mois qui précède la date prévisionnelle de première injection et jusqu'à 10 jours après la date de première injection effective. Cette disposition est applicable dès à présent, sans attendre la mise à jour du catalogue de prestation du 1<sup>er</sup> juillet 2020.

Cette décision permet une baisse du coût de mise en service au bénéfice du producteur de 7270 euros TTC.

## Prestation des contrôles ponctuels (ou contrôle SPOT) et rythme des contrôles

Les contrôles ponctuels ou SPOT permettent de vérifier les spécifications du biométhane non contrôlées en continu des sites en injection. Ils sont réguliers, à des fréquences définies par les opérateurs de réseaux. En cas de non-conformité, des analyses complémentaires peuvent être demandées avec ou sans coupure de la vanne d'injection.

Explorair et Wessling sont les deux laboratoires qui ont la charge de réaliser les analyses des prélèvements ponctuels contractuels.

GRDF réalise en revanche elle-même les échantillonnages.

La fréquence de ces analyses ponctuelles dépend de la typologie des sites concernés et du retour d'expérience dont GRDF dispose au regard de leur nombre.

Constat fait à ce jour de la bonne conformité du gaz observé des résultats des contrôles SPOT, GRDF à décider de réduire la fréquence de ces contrôles pour les installations de type STEP, ISDND et Déchets ménagers de mensuel à trimestriel la première année puis de trimestriel à biennuel les années suivantes, soit sur le même rythme que les installations agricoles. Cela représente un gain significatif d'environ 150000 euros sur 15 ans ou de 10000 euros/an.

Typologie projet	Année 1	Année 2	Au-delà
<b>Agricole autonome ou territorial</b>	Trimestriel	Semestriel	Semestriel
<b>Sites STEP, ISDND , Ménagers</b>	Trimestriel	Semestriel	Semestriel

*Fréquence d'analyse ponctuelle révisée et applicable pour l'ensemble des installations en service ou à venir – d'application immédiate*

Le coût de l'analyse à fréquence déterminée est de 3492.17 euros TTC pour l'ensemble des paramètres de mesure ponctuelle établit au contrat. GRDF envisage de réduire le prix du contrôle SPOT pour une mise en application lors de la prochaine révision du catalogue de prestation, à savoir au 1er juillet 2020.

- Evolutions sur les coûts de raccordement sur les projets STEP- effectifs et réglementaires

### La majorité des stations d'épuration sont en zone de gaz pour un coût de raccordement réduit

Le raccordement consiste à relier via une canalisation, en polyéthylène (PE) ou en acier, le poste d'injection biométhane au réseau de distribution de gaz le plus proche et en mesure d'accepter les volumes de biométhane du projet. Des distances de quelques m à plusieurs km peuvent être constatées selon le niveau d'urbanisation de la zone concernée par le projet.

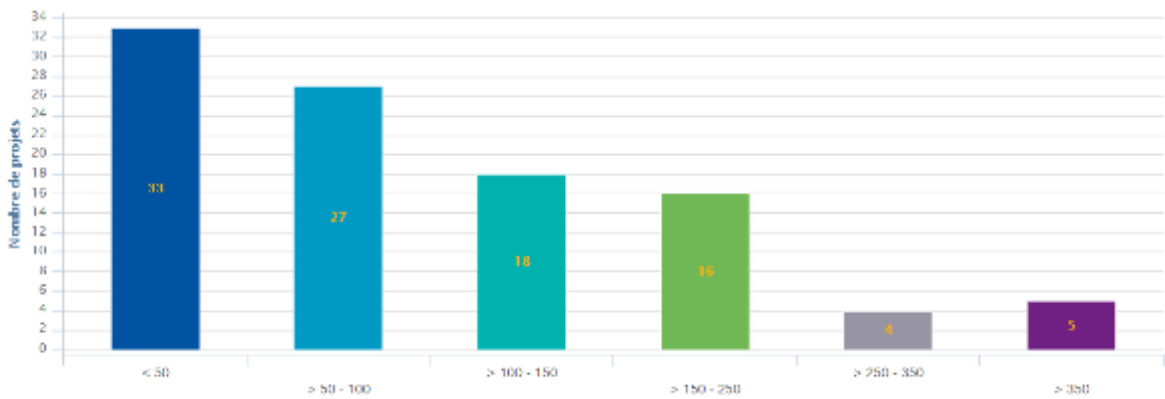
Sur les 12 stations d'épuration qui injectent actuellement sur le réseau GRDF, la distance de raccordement considérée est comprise entre 10 et 600 m. Les coûts sont très variables selon la présence ou non de singularité sur le réseau et peuvent aller de quelques milliers d'euros à quelques centaines d'euros.

Sur 103 projets STEU qualifiés au niveau de la faisabilité injection réseau du portefeuille de GRDF, on note un débit moyen de 180 Nm<sup>3</sup>/h mais dont près de 60 % des projets visent des débits inférieurs à 100Nm<sup>3</sup>/h.



### Débit total (Nm<sup>3</sup>/h)

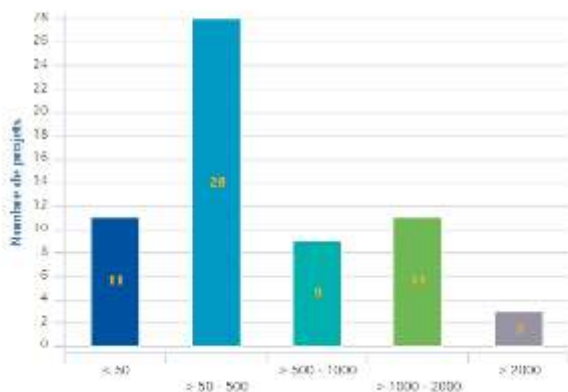
103 projets pris en compte Moyenne : 180Nm<sup>3</sup>/h



Sur 62 projets analysés, la longueur moyenne du raccordement est de 651 m pour un coût moyen de 88 Keuros, soit un ratio moyen autour de 135 euros le mètre linéaire de raccordement soit une baisse constatée sur l'analyse des données 2017 de 65 euros/m linéaire. Toutefois sur plus de 50 % des projets le coût moyen du raccordement est inférieur à 50 Keuros, la majorité des stations d'épuration étant située proche du réseau de gaz.

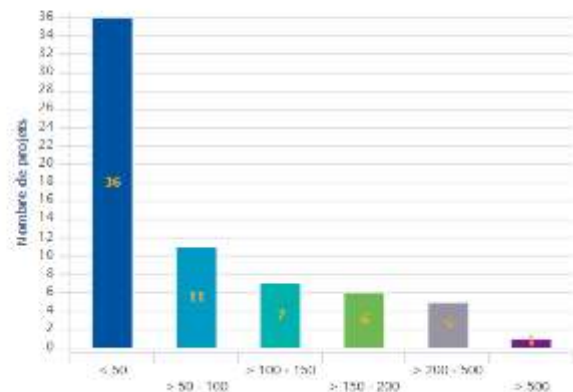
### Longueur de raccordement (m)

62 projets pris en compte Moyenne : 651m



### Coût de raccordement (k€)

62 projets pris en compte Moyenne : 88k€



Les projets sur station d'épuration révèlent une forte disparité dans leur nature. Les STEU lancées dans un projet d'injection sont de taille très variée allant d'environ 30000 EH à plus d'1 millions d'EH, elles peuvent être concernées par la présence initiale d'un méthaniseur tout comme elle peuvent s'en doter d'un nouveau. Ils s'étudient également avec la présence ou non de co-intrants de type graisses collectées au titre de la prestation d'assainissement, graisses d'IAA ou des boues d'épuration extérieures, les débits déclarés sont alors revus à la hausse par rapport à l'estimation en boues seules. Il en est de même lorsqu'il s'agit de projet de refonte/extension de la station d'épuration qui intègre alors une projection de la taille de

## Les derniers dispositifs réglementaires en vigueur pour favoriser l'injection de biométhane dans nos réseaux de gaz français

Depuis fin 2017, le coût de raccordement est pris en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel à hauteur de 40 %. Pour connaître les modalités d'application de cette réfaction à votre projet, nous vous invitons à contacter votre référent biométhane GRDF dont la liste des contacts est consultable en annexe 3 de ce présent document.

Plus récemment, le décret du droit à l'injection est paru le 28 juin 2019 faisant suite aux conclusions du groupe de travail de Sébastien LECORNU de mars 2018 pour la généralisation de la méthanisation. Ce droit à l'injection a été intégré à la Loi EGALIM et permet aux opérateurs de réseaux de restructurer leurs réseaux pour faciliter l'injection de plus de biométhane. Il est particulièrement d'intérêt pour les zones de développement en peine de réseaux gaz et ne concernent que peu les stations d'épuration, le plus souvent en zone de gaz. Toutefois, certaines zones où les consommations sont faibles peuvent justifier d'un maillage pour augmenter ces consommations et permettre ainsi la faisabilité du projet. Ce maillage peut être considéré comme un renforcement du réseau et donc être soumis aux règles du décret. Pour connaître les modalités d'accès à ces renforcements de réseau, contacter votre interlocuteur biométhane (voir contact en annexe).

*Décret relatif aux renforcements de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaire pour permettre l'injection de biogaz :*

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000038702420&categorieLien=id>

# La méthanisation des boues et production de biométhane, quels atouts pour le territoire ?

- Les atouts de la méthanisation des boues de STEP

La réduction du volume des boues de 30 à plus de 50 % selon la proportion de boues primaires concernée dans le mixte des flux méthanisés

Plus précisément, sur la base des données d'exploitation recueillies à l'élaboration de ce REX sur les 12 STEP en injection, le taux de réduction moyen des boues est évalué à 41 %. Avec un maximum relevé à 52 % et un minimum de 30 %. Le taux de réduction sera d'autant plus élevé que la proportion en boue primaire sera importante. La capacité de la méthanisation à réduire le volume des boues impliquent de fait :



- ⇒ **La réduction et la maîtrise des coûts d'exploitation et de transport.** Sur la base des données disponibles des 12 STEP en injection, la fourchette est comprise entre 100 et 1000 Keuros/an selon le coût de traitement des boues appliqué et la filière d'évacuation. Pour permettre un calcul estimatif, les ordres de grandeurs de coûts à considérer selon les filières sont les suivants :

COÛTS DE TRAITEMENT SUR INSTALLATIONS EXISTANTES	Boues digérées épandues	Boues digérées compostées	Boues digérées co-incinérées OMr	Boues digérées co-incinérées cimenteries	Boues digérées incinérées en four spécifique
Coûts hors transport	25-30 euros/TMB	70-80 euros/TMB	100-130 euros/TMB hors transport	70-170 euros/TMB	110-130 euros/TMB
Forfait transport	10-25 cts/TMB/km				

- ⇒ **La réduction des nuisances environnementales liées au transport et au traitement de ces boues.** On citera par exemple le cas de la STEU du SILA qui a mis en œuvre la méthanisation de ces boues en réponse aux orientations de son schéma départemental de gestion des déchets pour atteindre une réduction de 35% des tonnages à transporter et à traiter. Outre cet impact sur le flux de gestion de déchets du territoire, une solution de limitation des nuisances olfactives pendant le transport des boues était à trouver.



STEP Annecy- Crédit photo @Guerrini

## La stabilisation et l'hygiénisation des boues

Le processus de dégradation biologique des boues par méthanisation vient compléter le traitement biologique aérobie de la file boue en réduisant la fraction organique des boues ainsi les boues digérées sont dites stabilisées ce qui contribue à une baisse significative des nuisances olfactives. Par ailleurs, la méthanisation des boues étant réalisée à minima en milieu mésophile à 37 °C pour un temps de séjour de 20 jours minimum, les boues digérées sont hygiénisées, ce qui dans le cas d'une valorisation sur les sols agricoles par épandage direct, les rends conforme aux critères microbiologiques exigés dans le cadre du plan d'épandage.

*Pour en savoir plus sur la qualité des boues et sa traçabilité, consulter la revue Technique, Sciences méthodes (TSM) de décembre 2019.*

## Par la production d'énergie renouvelable, la méthanisation devient un outil territorial permettant d'atteindre les objectifs de planification de production d'ENR et de réduction de GES

Selon une analyse de cycle de vie réalisée par les cabinets ENEA et QUANTIS en 2017<sup>8</sup>, la production de biométhane à partir de nos eaux usées génère en moyenne **16.4 g de CO<sub>2</sub>eq / kWh PCI**<sup>9</sup>. Pour les STEU, cette évaluation est basée sur un périmètre intégrant la valorisation du biogaz produit (épuration + injection + combustion), après méthanisation.

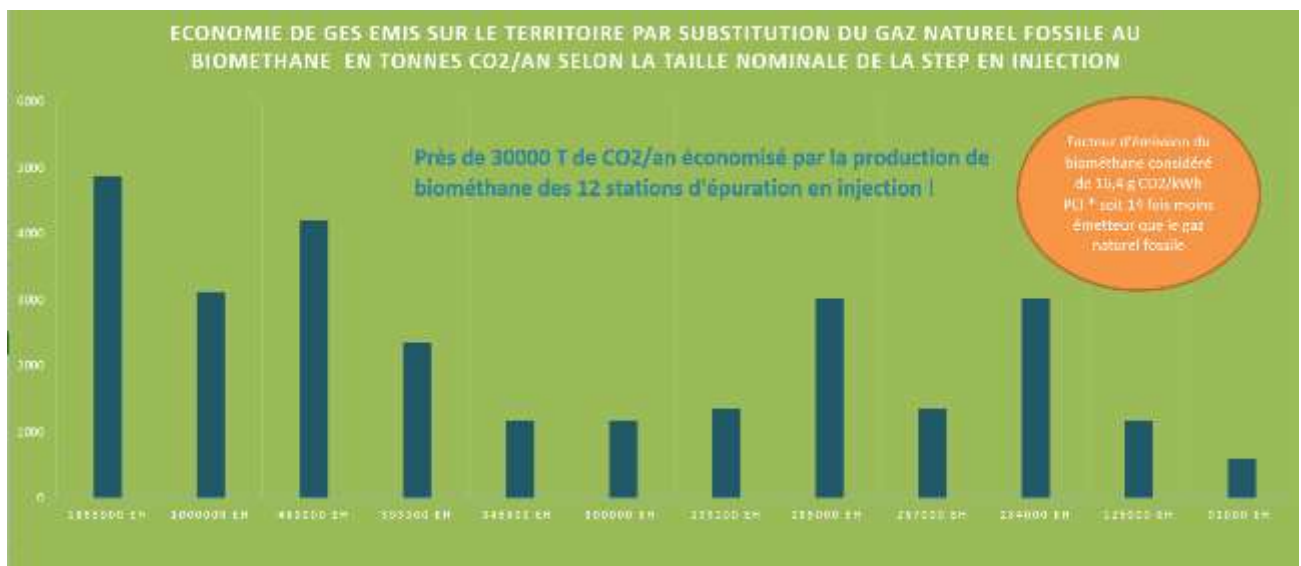
Ce facteur d'émission de 16,4g CO<sub>2e</sub> / kWh PCI a été récemment intégré dans la Base Carbone<sup>®</sup> administrée par l'ADEME.

<sup>8</sup> « Evaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel », ENEA – Quantis 2017

<sup>9</sup> PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur – facteur de conversion en PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur) = 1.11

Par rapport au gaz naturel dont le facteur d'émission est de 227 g CO<sub>2e</sub>/kWh PCI, la production de biométhane issue de la filière STEU est donc **14 fois moins** émettrice en gaz à effet de serre, D'autre part, cette production permet d'éviter des émissions de gaz à effet de serre associée à la fonction de traitement des eaux usées, et liées au torchage du biogaz qui aurait eu lieu en l'absence d'injection : l'étude évalue ces émissions évitées à - 52,8 g CO<sub>2e</sub> / kWh PCI de biométhane.

Tel que le graphique ci-après l'illustre, les 12 STEU en injection permettent au regard de leur capacité de production installée une économie de GES comprise entre 500 et 3000 t CO<sub>2e</sub>/an, liées à la substitution du gaz naturel par le biométhane injecté. Au total elles permettent une réduction de près de **30 000 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent par an**



A ces économies, nous pouvons ajouter les émissions de GES évitées grâce à l'injection et l'arrêt du torchage.

Pour le cas des STEU de Tours, Angers, Albi, Perpignan, Quimper, Marseille et Lyon cela implique un gain supplémentaire cumulé sur ces sites de 3000 t de CO<sub>2e</sub>/an.

## La création d'emplois locaux non-délocalisables pour la construction, la maintenance et l'exploitation

Selon l'étude du cabinet Transitions, la filière biogaz française compte 4052 emplois directs et indirects en 2018. Ce vivier d'emplois repose sur 500 entreprises françaises dont 35 équipementiers-fabricants. Majoritairement et historiquement liés à valorisation du biogaz par cogénération, les emplois de la filière sont de plus en plus portés par la valorisation du biogaz en biométhane injecté dans les réseaux.

La filière biogaz crée en moyenne 3 à 4 emplois directs par installation liés aux activités d'exploitation et de maintenance dans la moyenne constatée.

Collectivités, bureaux d'études, opérateurs, financeurs, pouvoirs publics, constructeurs...sont autant de parties prenantes à mobiliser pour le montage et la réalisation d'un projet de méthanisation et de valorisation de l'énergie produite à partir des eaux usées.

Le pêle-mêle d'acteurs ci-après résume la diversité des acteurs mobilisés uniquement dans le cas des 12 stations d'épuration en injection et se veut donc non exhaustive pour les projets à venir.



Sur une analyse globale, la méthanisation des boues d'épuration et la valorisation du biogaz produite, génère des emplois indirects en phase d'études et de construction.

Pour le cas du projet du SILA pour lequel la méthanisation était à intégrer ce n'est pas moins de 12 entreprises qui sont intervenues dans le cadre du chantier pour l'équivalent de 10000 hommes jours travaillés.

Pour le projet de Lyon-Feyssine, concernant uniquement la mise en place de la valorisation, il a impliqué 10 personnes en pointe sur le chantier et environ 2000 hommes jours travaillés.

L'exploitation en tant que tel des ouvrages de méthanisation et de valorisation implique d'abord une mutualisation des ressources déjà existantes dans le cadre de l'exploitation initiale de la station d'épuration. Les nouveaux recrutements sont relativement rares malgré la complexité de ces nouvelles installations. Lorsqu'existant, il se justifie sur un périmètre plus large que la méthanisation et la valorisation. Pour exemple, la STEU de Grenoble a créé deux postes sur refonte globale de sa filière boue.

Bien que l'exploitation de la méthanisation et de la valorisation sur station d'épuration n'implique pas systématiquement des embauches directes, on notera toutefois pour l'ensemble des sites interrogés, une professionnalisation de la filière avec pour exemple une montée en compétences spécifiques sur la gestion des risques ATEX, sur le suivi analytique et instrumentation, sur l'épuration et la production de biométhane ainsi que sur l'instruction administrative et réglementaire. Cela est sans compter que l'ajout de nouveaux équipements sur la station d'épuration implique de rajouter de nouvelles briques dans le plan de gestion de maintenance qui peut nécessiter un renforcement de son suivi. Certains sites par exemple ont donc revu le régime indemnitaire des agents de maintenance au vu de la complexité des ouvrages.



STEP Lyon-Feyssine – Crédit photo -Grand Lyon

Ces nécessaires spécialisations propres à la méthanisation et à la production énergétique, jusqu'ici éloignées du simple traitement des eaux, offrent l'occasion pour les managers et leurs équipes d'enrichir leur plan de carrière et leur progression salariale. Par ailleurs, la recherche de gain de performance et donc d'optimisation de la production de biométhane motivée par des intérêts bordés contractuellement, amènent les exploitants à des phases de tests, d'étude et d'évolution de filière qui suppose également la mobilisation de ressources et continu d'alimenter le chiffre d'affaires global des entreprises associées.

Sur la base des témoignages téléphoniques et retour de données sur les 12 stations d'épuration sondées sur ce volet emploi dans le cadre de ce REX, il est retenu que l'exploitation d'une unité de méthanisation de boues d'épuration et de valorisation du biogaz produit implique entre 1 et 1.5 ETP. L'exploitation du poste de méthanisation est estimée entre ½ et 1 ETP, la maintenance pour les plus gros sites peut entraîner ½ ETP supplémentaire quant à la valorisation, pouvant inclure également la gestion du système de réchauffage du méthaniseur, elle peut nécessiter entre ½ et 1 ETP.

## • Les atouts du biométhane

Parmi les principaux atouts du biométhane produit à partir des boues d'épuration, peuvent être retenus :

- Le rendement énergétique qu'il suppose, à savoir près de 100 % du fait des très faibles pertes de gaz dans le réseau
- Evoqué, ci-avant, le biométhane produit à partir de nos eaux usées est 14 fois moins émetteur de gaz à effet de serre que le gaz naturel fossile (16.4 g CO<sub>2</sub>/kWhPCI contre 227 g/kWhPCI soit un gain de 211 g CO<sub>2</sub>/kWhPCI)
- Compte-tenu de ses spécifications qualité visées avant l'injection similaires à celles du gaz naturel, le biométhane se substitue directement au gaz conventionnel dans ses usages : chauffage, cuisson, eau chaude et usage industriel.
- Le biométhane peut également se substituer aux carburants conventionnels en allant alimenter des stations dédiées GNV/bioGNV et qui permet de tendre vers une mobilité plus propre au regard des enjeux de qualité de l'air, à savoir :
  - ⇒ Une réduction de 95 % des particules fines émises et de 50 % de NO<sub>x</sub> par rapport au seuil de la norme EURO 6
  - ⇒ Une baisse de 80 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au diesel
  - ⇒ Un moyen pour les collectivités d'atteindre l'objectif de 15 % d'ENR dans les transports en 2030
- Une énergie vertueuse qui s'intègre dans la logique de développement d'une économie circulaire, produite grâce à la valorisation de nos eaux usées.
- Des gains financiers sur les recettes de revente du biométhane mais surtout un moyen d'apporter à la collectivité l'occasion de maintenir un équilibre financier global dans la gestion de son système d'assainissement et de ces boues, contribuant indirectement à la maîtrise du prix de l'eau. Sur sollicitation auprès des 12 stations d'épuration, on retiendra une moyenne de 109

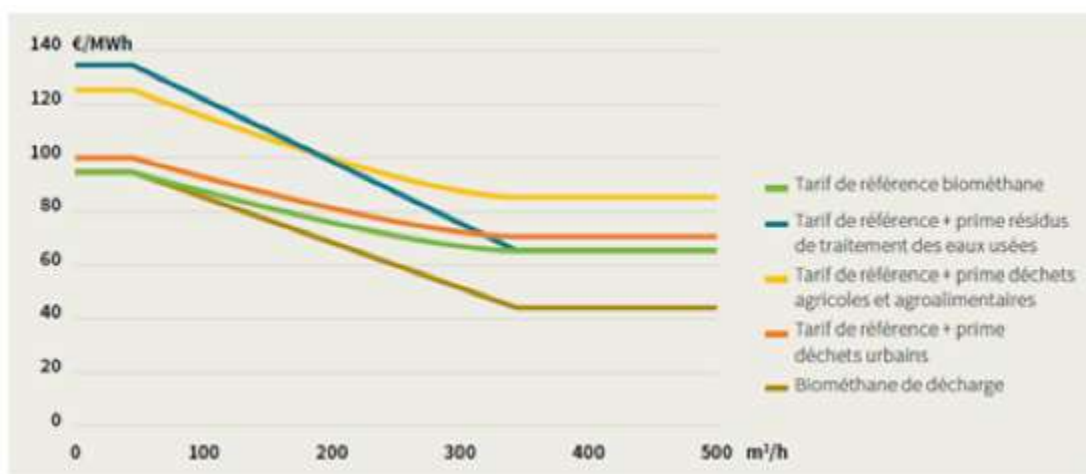
euros/MWh injecté incluant la prime de garantie d'origine versée par le fournisseur. Celle-ci étant située sur une moyenne de 3 à 4 euros/MWh. A noter que l'Etat prévoit une modification du mécanisme de Garantie d'Origine à compter du dernier trimestre 2020. (pour plus de renseignement consulter Article 6 septies – GO : réforme du dispositif des garanties d'origine biométhane du projet de loi relatif à l'Energie et au Climat).

## Cas d'une STEP de 100 000 EH :

Production de 3 à 5 GWh/an soit l'équivalent du besoin annuel en chauffage de 600 nouveaux foyers ou près de 20 bus ou 20 BOM

Permet une économie de plus de 1000 T de CO2 évités pour le territoire

Le graphique ci-dessous illustre le tarif d'achat obtenu selon le débit déclaré du projet (Cmax)



Tarif d'achat du biométhane en fonction du type de déchet et du débit d'injection maximal de l'installation selon l'arrêté en vigueur de novembre 2011 consultable sur Légifrance :

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024833895>

Le tarif de référence est compris entre 64 et 95 euros/MWh. La prime pour les résidus issus du traitement des eaux usées en station d'épuration est de 1 à 39 euros/MWh.

Pour calculer votre tarif d'achat biométhane, le calculateur du Club Biogaz est accessible via ce lien :

<http://atee.fr/biogaz/injection-du-biogaz-dans-le-r%C3%A9seau>

A noter toutefois que le mécanisme de soutien du biométhane est en cours de modification, pour intégrer un mécanisme de soutien via tarifs d'achat pour une partie des projets en deçà d'un seuil de capacité de production et via appel d'offres au-delà de ce même seuil, ce seuil étant en cours de définition. Des réflexions sont également en cours pour introduire un bilan carbone à chaque

projet qui pourrait générer un bonus pour les projets les plus performants. Le délai de mise en application des nouvelles dispositions tarifaires n'est à ce jour pas connu.

A ce jour, sur les 12 STEU en injection, les recettes de vente de biométhane sont comprises entre 200 Keuros et près de 2 millions d'euros/an selon la taille des projets. Le tarif d'achat étant octroyé pour une période de 15 ans, les collectivités d'ores et déjà engagées dans l'injection perçoivent entre 3 et 30 millions d'euros sur la durée total du contrat au bénéfice du budget autonome assainissement. Ces recettes sont bien évidemment à mettre en perspective d'un bilan financier global entre coûts d'investissement et coûts d'exploitation selon la taille du projet. Elles dépendent également pleinement de la compétence à l'exploitation de ce type d'unités par le maître d'ouvrage et de son délégataire le cas échéant, car il est question de production d'énergie à partir du vivant. La performance du projet repose donc sur l'optimisation de la production de biométhane et la « jeunesse » de cette filière challenge l'ensemble des opérateurs vers un changement de paradigme : La station d'épuration 2.0, productrice de ressources et d'énergie renouvelable tout en restant au service de la préservation de nos milieux aquatiques.

**Les externalités positives de la méthanisation des boues d'épuration sont nombreuses. Les collectivités engagées dans l'injection de biométhane sur les 12 stations d'épuration en bénéficient pleinement. L'Eurométropole a intégré ce projet dans le cadre de son plan climat, le SILA participe aux côtés du Grand Anancy au plan TEPOS, pour la production d'énergie renouvelable, la limitation des flux de déchets et la réduction significative de l'empreinte Carbone des usines de dépollution des eaux. La métropole de Grenoble alimente, pour les 2/3 de son biométhane produit, son syndicat de transport en commun en bioGNV soit 33 % de la consommation des bus de sa flotte. En 2018, se sont plus précisément 40 bus qui ont roulé au bioGNV et une station GNV/bioGNV a spécifiquement été installée sur la métropole de Grenoble. Vienne et Lyon, ont fait le choix de flécher le biométhane produit pour un usage local en challengeant les fournisseurs sur la prime de GO contribuant ainsi à valoriser localement le fruit des engagements du territoire. Le tableau ci-après illustre le principe mis en place avec le Grand Lyon et le fournisseur ENDESA.**

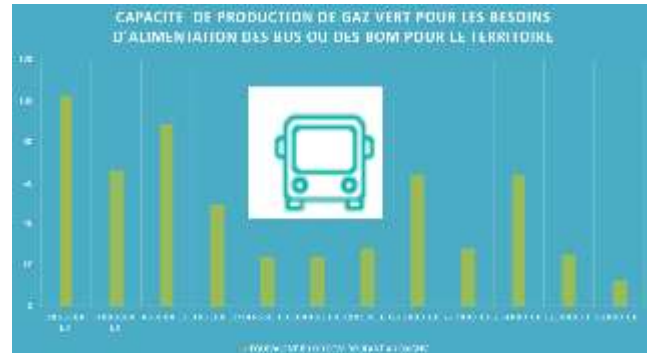
Priorité	Mode de valorisation des Garanties d'Origine	Prime en €/MWh
1	Bio-GNV vendu sur le Territoire de la Métropole de Lyon	0
2	Bio-GNV vendu en dehors du Territoire de la Métropole de Lyon	30% du montant de la Marge, avec une Prime minimum de 0,6€/MWh
3	Valorisation hors Bio-GNV	Montant de la Marge, avec une Prime minimum de 3€/MWh

Source : Grand-Lyon

**Pour plus d'informations concernant les modalités de montage de ce modèle contractuel public un guide a été réalisé par la région Auvergne-Rhône-Alpes à l'attention de collectivité et consultable via le lien suivant :**

<http://www.auvergnerhonealpes->

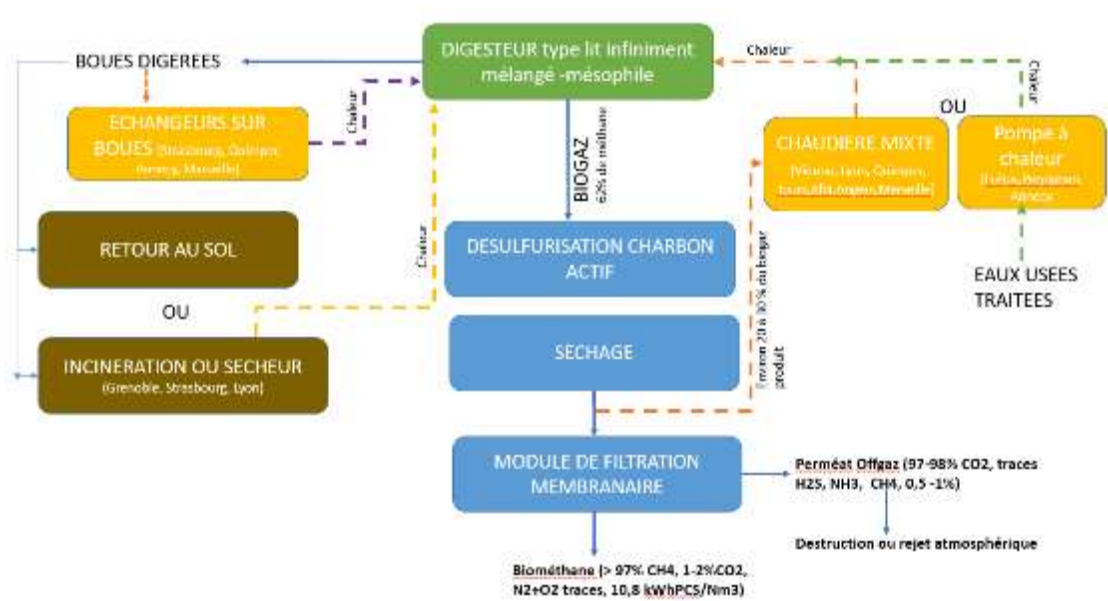
[ee.fr/fileadmin/user\\_upload/mediatheque/raee/Documents/Publications/2018/guide\\_valorisation\\_biomethane\\_VF.pdf](http://www.auvergnerhonealpes-ee.fr/fileadmin/user_upload/mediatheque/raee/Documents/Publications/2018/guide_valorisation_biomethane_VF.pdf)



La méthanisation des boues d'épuration et la valeur qu'elle génère pour le territoire contribue globalement à renforcer l'intérêt du grand public à leur propre mobilisation en faveur d'un développement plus durable. De nombreuses actions de sensibilisation et de communication ont été notamment relevées en ce sens par les collectivités dont les stations d'épuration injectent : parcours de visite, maquettes de membranes d'épuration en 3D, relais d'information dans la presse locale ou encore partenariats auprès des écoles du territoire sont autant d'initiatives recensées qui place sereinement la STEU comme un outil territorial au cœur des actions d'économie circulaire, de sensibilisation citoyenne à la cause environnementale et d'innovations pour préparer le monde de demain.

## Le réchauffage du digesteur, voies d'optimisation à l'injection de biométhane pour 100 % d'injection :

Le schéma ci-après illustre les profils type de la chaîne de valorisation et de réchauffage dont il est question sur les 12 stations d'épuration qui produisent à ce jour du biométhane à partir de leurs boues d'épuration.



Source : Schéma GRDF

Le mode de réchauffage du digesteur constitue un axe d'optimisation majeur de la production énergétique aux bénéfices du territoire. Plusieurs solutions sont envisageables et doivent être étudiées dans le cadre d'un projet.

Réglementairement, le réchauffage du méthaniseur ne doit pas être réalisé à partir d'une énergie fossile. Il peut être réalisé soit à partir du biogaz produit sur site et dans ce cas par une chaudière mixte ou biogaz, soit à partir d'un équipement de récupération de chaleur fatale ou perdue pour le cas des stations d'épuration urbaines.

Plus précisément, l'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane en vigueur précise dans son article 4 .I sur l'efficacité énergétique et environnementale des installations que :

« Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur pour une installation de méthanisation ainsi qu'à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des événements pour toute installation **ne sont pas satisfaits par une énergie fossile.**

Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur d'une installation de méthanisation sont satisfaits par l'énergie issue de l'utilisation du biogaz ou du biométhane produits par cette installation **ou par l'énergie thermique résiduelle (chaleur fatale ou perdue) :**

– récupérée par un équipement installé sur site dans le cas d'une installation produisant du biogaz à partir de matières telles que boues, graisses, liquides organiques résultant du traitement des eaux usées urbaines ;

– issue d'un équipement préexistant installé sur site ou sur un site situé à proximité immédiate pour les autres installations.

.... » <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024833895#LEGIARTI000024844822>

Ces dispositions ne s'appliquent pas pendant les périodes de démarrage ou de redémarrage de l'installation durant lesquelles une énergie fossile peut être utilisée.

On notera qu'une distinction est faite entre stations d'épuration urbaine et les « autres installations de production de biométhane. A priori, la lecture des textes n'envisage pas la possibilité pour les stations d'épuration urbaines de pouvoir réchauffer leur méthaniseur à partir d'équipement préexistant sur site ou à proximité immédiate, ce qui serait pourtant le cas si une station d'épuration se situait à proximité immédiate d'un incinérateur d'ordures ménagères par exemple. Certains projets de STEU en injection à venir ont d'ores et déjà obtenu un statut dérogatoire dans ce dernier cas auprès de la préfecture en charge de l'instruction du dossier. En cas de doute il ne faut donc pas hésiter à présenter les réflexions menées dans le cadre d'un projet à l'administration locale et qui pourra octroyer des dérogations sur le bien fondé de la solution d'efficacité énergétique retenue.

Parmi les solutions de réchauffage à étudier et constatées sur les 12 stations d'épuration, il faut retenir :

- **Un réchauffage par chaudière directe**  
 Cette solution la plus couramment rencontrée jusqu'ici sur les STEU dotées de méthaniseurs à l'origine, suppose de réduire son potentiel de valorisation de 20-30 %, correspondant au volume de biogaz nécessaire pour le réchauffage du méthaniseur en voie liquide infiniment mélangé. A noter que cette chaudière peut être une chaudière avec brûleur biogaz seul ou chaudière mixte biogaz/gaz naturel. Pour exemple les STEU de Tours, Angers, Lyon, Quimper, Vienne ou encore Albi réchauffent leur méthaniseur sur cette solution. **On notera qu'elle peut être couplée à des dispositifs de récupération thermique via des échangeurs boues/boues ou eau/boues permettant dans ce cas de réduire le besoin de valorisation pour le réchauffage de 15-20%.**
- **Un réchauffage via équipement thermique in-situ** : les calories produites par le four sont récupérées et permettent une valorisation de plus de 80-90 % du biogaz produit en biométhane. **C'est le cas de la STEU de Strasbourg qui récupèrent les calories des fumées de son incinérateur et de la STEU de Grenoble. Pour le cas de Grenoble, on notera qu'une partie du biogaz (13 %) alimente le four contribuant à une économie de 150 Keuros/an de fuel. La STEU de Lyon-Feyssine bien que non dotée d'incinérateur spécifique récupère cependant les calories de son sécheur thermique.**
- **Un réchauffage via la récupération des calories issues des eaux usées traitées grâce à une pompe à chaleur.** Si Fréjus, Perpignan et Annecy ont mis en place cette solution dès le départ du projet, Angers prévoit d'ores et déjà sa mise en œuvre d'ici fin 2019 et les autres l'étudie. Cette solution permet également d'optimiser la capacité d'injection. Pour le cas de la STEP de Perpignan par exemple, la mise en place d'une PAC a permis de passer de plus de 30 % de biogaz fléché pour le réchauffage du méthaniseur à une autoconsommation quasi nulle en fonctionnement optimisé.

L'ensemble de ces solutions peuvent par ailleurs être couplées à de la récupération de chaleur grâce à des échangeurs placés soit en sortie de méthaniseur sur les boues digérées et donc chauffées à minima à 37 °C soit à partir des boues recirculées au niveau du traitement biologique. **C'est le cas des STEU de Quimper, Annecy, Marseille pour exemple.**

Les sources de chaleur sont nombreuses sur une station d'épuration : local suppresseurs, compresseurs, eaux usées traitées, boues digérées, four ; local électrique, équipements thermiques... un projet de méthanisation amène donc inévitablement à une étude d'efficacité énergétique auprès d'experts en efficacité énergétique.

Le tableau ci-après résume les différents modes de réchauffage en place sur les stations d'épuration qui injectent. Les valeurs plus élevées constatées pour les STEP de Tour et Quimper peuvent se justifier par la seule présence d'une chaudière pour couvrir les besoins de réchauffage. Par ailleurs, il s'agit d'ouvrage

de méthanisation « ancien ». Leur isolation n'est pas optimale par rapport à des ouvrages neufs. Enfin, l'ajout complémentaire d'échangeur thermique permet un gain de 15 à 10 % sur les besoins de chaleur.

STEP	Mode de réchauffage du méthaniseur	Taux de biogaz nécessaire au réchauffage en mésophile
STRASBOURG	Echangeur à plaques eau/boue sur recirculation des boues et récupération de chaleur du four d'incinération	<2-3%
GRENOBLE	Récupération de chaleur du four d'incinération	3%
TOURS	Chaudière biogaz mais PAC à l'étude	31%
SILA Annecy	PAC +échangeur sur boues digérées et recirculation	1,7 %
ANGERS	Chaudière puis PAC d'ici fin 2019	16 %
QUIMPER	Chaudière + échangeurs	30%
VIENNE	Chaudière	16%
PERPIGNAN	PAC	0 %
LYON Feyssine	Chaudière + récupération chaleur sur sécheur	15 %
MARSEILLE	Chaudière biogaz + échangeur de chaleur boue-boue	Pas de mesures disponibles
ALBI	Chaudière + échangeur spiralé (PAC à l'étude)	15-20%
FREJUS	PAC	<2-3%

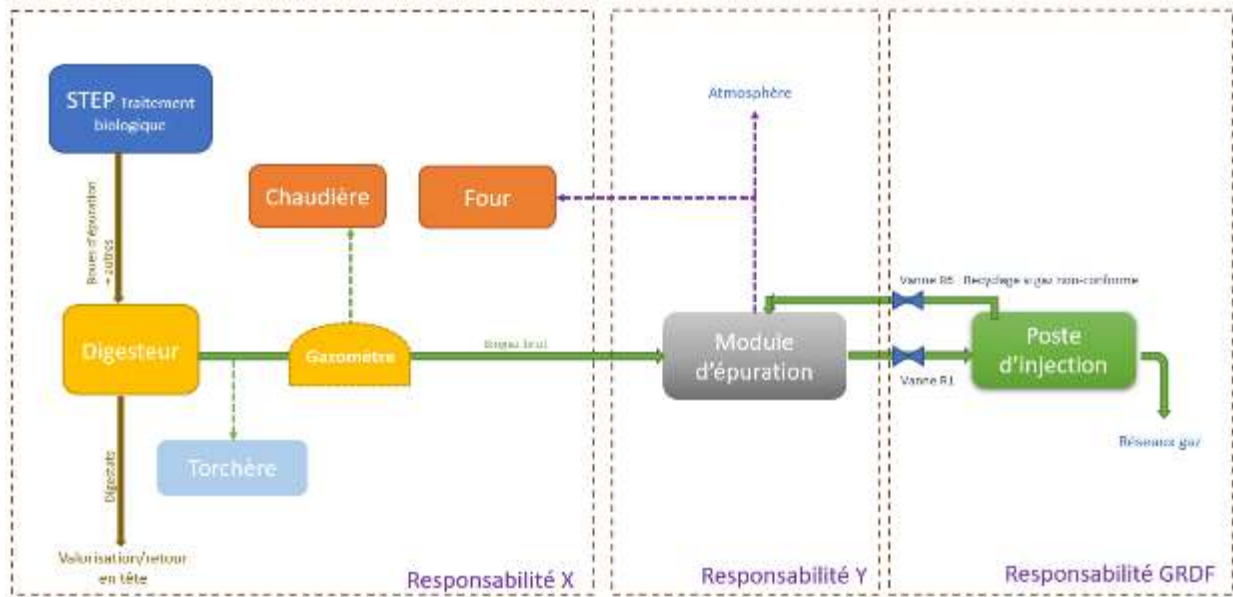
Pour les STEP concernées par la présence de PAC, lorsque celles-ci sont en maintenance ou lorsque la qualité d'injection n'est pas bonne, le biogaz est alors consommé pour le réchauffage du digesteur grâce à une chaudière de secours, systématiquement à prévoir quel que soit le projet.

## Les modèles contractuels :

- Modèles contractuels retenus et investissements portés

Sur les 12 cas analysés, différents modèles contractuels ont été mis en place.

Le schéma et le tableau ci-dessous présentent les différentes possibilités recensées sur une organisation par bloc de compétence.



Source : Schéma inspiré d'AQUABIOGAZ -Métropole de Grenoble

Le tableau ci-après vous présente les différents montages contractuels pour le développement et la concrétisation du projet de production de biogaz et de sa valorisation en biométhane pour injection.

Le tarif d'achat moyen est d'environ 109 Euros/MWh injecté pour les 12 STEU.

On retient précisément trois modèles contractuels sur les 12 STEU qui injectent. Un premier modèle consiste à la création d'une société dédiée composée d'un énergéticien et d'un constructeur/exploitant en ilot concessif en charge de l'investissement, l'exploitation et de la maintenance de la valorisation du biogaz. Les recettes sont alors perçues par cette société dédiée et une redevance est reversée à la collectivité. Ce modèle a pour exemple Grenoble et Strasbourg. Pour Tours, la valorisation est exploitée par DALKIA BIOGAZ également investisseur en totalité. Un autre modèle consiste à exploiter en régie l'unité de valorisation en plus de la station d'épuration, les recettes sont alors intégralement perçues par la collectivité. C'est le cas des STEU de Vienne, d'Annecy et d'Albi. Enfin, la valorisation peut être incluse dans le contrat d'exploitation global de la STEU en DSP. C'est le cas des STEU de Fréjus, Perpignan, Marseille. Pour le cas de la STEU de Quimper, on notera que la STEU est exploitée par SAUR alors que la valorisation est exploitée par SUEZ. Pour le cas de la STEU de Lyon, la valorisation est confiée dans le cadre d'une prestation de service. Des critères de performances sont le plus souvent intégrés au contrat lorsque l'exploitation/maintenance est en gestion privée. On retiendra parmi eux, le taux de disponibilité, le taux de CH<sub>4</sub>, le taux d'épuration et la qualité du biométhane.

Les montants d'investissement recensés sont très variables car fortement dépendant de la nature des projets (selon refonte de la STEU ou pas). On retiendra que la valorisation coûte à elle seule entre 1,5 et 3 millions d'euros selon la capacité de traitement installée. Le taux de subvention accordé sur les projets est compris entre 15 et 50 % issu de l'ADEME, de l'Agence de l'eau ou encore de la région, aides qui peuvent être cumulées.

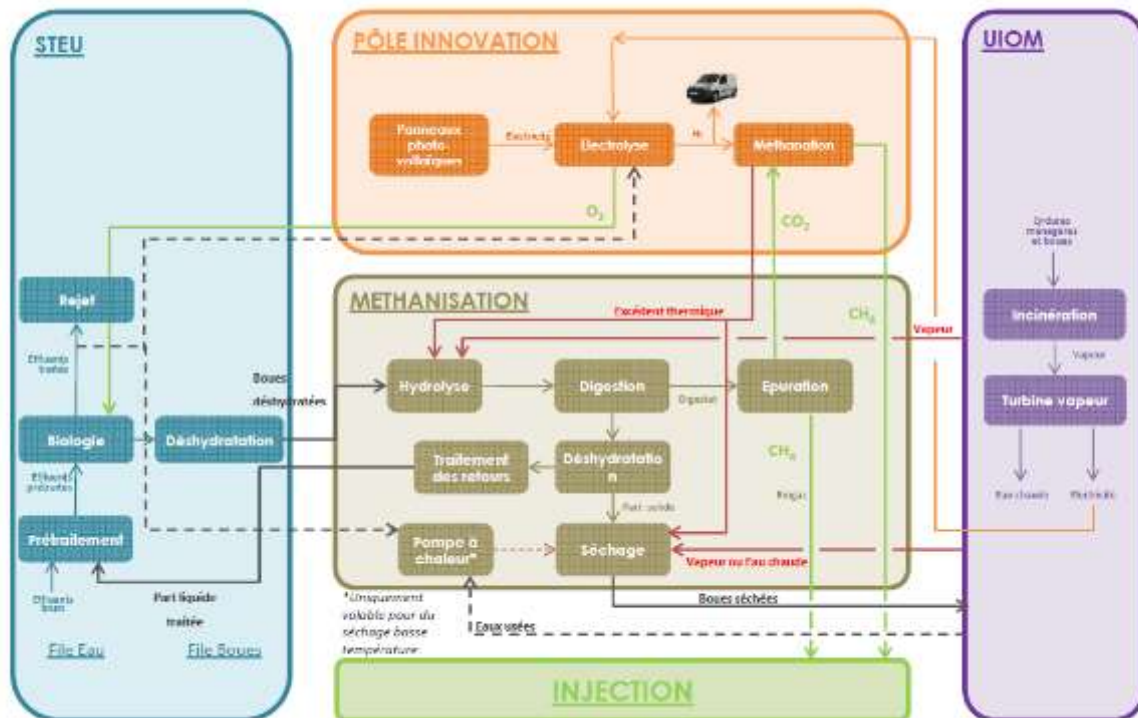
STEP	Responsabilité X	Responsabilité Y	Modèle contractuel
STRASBOURG	VALEAURHIN -DSP SUEZ	BIOGENERE (SUEZ+RGDS) -DSP	Ilot concessif -Perception des recettes par Biogénère – Intéressement de Valhorin
GRENOBLE	GRENOBLE ALPES METROPOLE (Hors four = prestation de service) -Régie	AQUABIOGAZ (SUEZ+GEG) - Concession	AO travaux avec maîtrise d'œuvre spécifique pour la digestion et AO concession de travaux public pour la valorisation et société dédiée – perception des recettes et reversement redevance annuelle à la collectivité
TOURS	TOURS METROPOLE - régie	DALKIA BIOGAZ - DSP	Concession travaux sur 15 ans – Investissements portés par Dalkia Biogaz – Recettes perçues par par la collectivité reversées contractuellement sur critères de performances jusqu'à 75 % des recettes production > seuil défini
SILA Anecy	SILA-Régie	SILA -Régie	Régie – perception des recettes intégralement par le SILA
ANGERS	VEOLIA – Marché sur performance	VEOLIA - Marché sur performance	AO construction exploitation de la valorisation – Intéressement sur critères de performance contractuel- recettes perçues par collectivité
QUIMPER	SAUR-DSP	SUEZ Eau France (contrat CREM)	Pour la valo =Marché public Conception Réalisation, Entretien et Maintenance avec l'investissement et l'exploitation sur 15 ans
VIENNE	VIENNE CONDRIEU AGGLOMERATION	VIENNE CONDRIEU AGGLOEMERATION	Régie après AO construction
PERPIGNAN	VEOLIA-DSP	VEOLIA	Marché travaux pour valorisation et chauffage digesteur - Financement collectivité , perception des recettes par la collectivité et répartition 50/50 au-delà d'un seuil convenu au contrat
LYON Feysine	SUEZ-Prestation de service	SUEZ-prestation de service	Exploitation de la STEP et de l'unité de valorisation par prestation de service. Financement par la métropole (50 % fond propre et 50 % AE RMC) . Versement de 20 % des recettes au prestataire de service
MARSEILLE	SUEZ -DSP	SUEZ-DSP	Exploitation via filiale de SUEZ -SERAMM et répartition du financement entre la métropole de Marseille et SUEZ. Rétribution d'une partie des recettes à la SERAMM
ALBI	Régie d'assainissement de la C2A	Régie d'assainissement de la C2A	Régie après AO conception réalisation travaux
FREJUS	VEOLIA -DSP	VEOLIA-DSP	Avenant concessif du contrat d'exploitation en cours pour la digestion, le réchauffage et la valorisation Perception des recettes par la CAVEM

## Vers la STEP 3.0 ?

Si la méthanisation est la première technologie mature de production de gaz renouvelable, à moyen et long terme de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer et les stations d'épuration sont de véritables opportunités au développement de ces nouvelles voies de production de gaz renouvelables :

- La pyrogazéification de boues, qui constitue par ailleurs une des alternatives au retour au sol si celui-ci venait à être limité
- Le power-to-gas, c'est-à-dire la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et sa valorisation, soit par injection directe dans le réseau soit après conversion en méthane de synthèse par méthanation
- La méthanisation des micro-algues

Quelques projets novateurs sont en réflexion. On citera par exemple la STEU de Pau pour laquelle la Communauté d'agglomération de Pau Béarn Pyrénées (CAPBP) à acter officiellement, l'intégration de la méthanation (en tranche optionnelle) dans son marché global de performance (MGP) de méthanisation. Ce projet, au-delà de son caractère novateur, devient complémentaire du projet de méthanisation de ces boues, avec réchauffage via l'incinérateur d'ordures ménagères de son territoire. Le schéma ci-dessous illustre parfaitement bien les perspectives à venir que la STEP 3.0, alors véritable plateforme ENR, sera en mesure de concrétiser à courte échéance.



*Schéma projet STEP de PAU*

## Ce qu'il faut retenir

- Sur 105 sites qui injectent au 01 octobre 2019, **12 stations d'épuration urbaines** sont concernées pour une capacité de production maximale cumulée de 144 GWh/an, soit près de **10 % de la capacité maximale globale toute nature de site confondue**.
- **La progression du nombre de sites en service** est aussi notable : **74 prévisionnels à horizon 2023 pour 1 TWh**.
- **Un taux de charge moyen des installations de plus de 81 % par rapport au Cmax déclaré** – une probable synergie d'exploitation entre production d'eaux traitées et production d'énergie est à « mettre en musique » pour optimiser la production de biométhane, mieux comprendre les contraintes d'exploitation de chaque unité et ainsi accompagner le développement de la station d'épuration 2.0.
- Un ratio moyen de production de biométhane en fonctionnement moyen considéré autour de **5-6 Nm<sup>3</sup>/EH/an** (sur base des données de 9 STEU)
- **La disponibilité moyenne des postes d'injection** incluant celle du réseau R-GDS pour la STEU de Strasbourg **est supérieure à 98 %**
- **Les performances des systèmes d'épuration membranaires sont au-delà** des exigences qualité du biométhane attendues sur les réseaux de gaz avec notamment un PCS moyen relevé de **10,81 Nm<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/kWh**.
- Une réduction des fréquences des contrôles SPOT qui permettent une économie des près de **10000 euros/an**
- La longueur de raccordement moyenne des projets STEU est de **651 m** pour un coût moyen de **135 euros le m linéaire**. Mais des projets très différents avec pour plus de 50 % des cas un coût moyen inférieur à 50 Keuros.
- Un biométhane produit à partir de nos eaux usées qui est **14 fois moins émetteur en GES** que le gaz naturel fossile
- Les STEU 2.0 en France qui produisent et injectent du biométhane permettent **une économie de GES de plus de 30000 T CO<sub>2</sub>/an**
- Les STEU qui ont fait le choix d'injecter assurent ainsi le verdissement de leur territoire par l'alimentation de **plus de 24 000 nouveaux foyers RT 2012** et près de **580 bus ou 580 BOM roulant au bioGNV**

Liens utiles : <https://projet-methanisation.grdf.fr/> - portail de méthanisation de GRDF

[https://www.grdf.fr/documents/10184/1291646/SER\\_Panorama\\_du\\_Gaz\\_2018/57865191-d9e0-44d3-9917-1ba82bb6a033](https://www.grdf.fr/documents/10184/1291646/SER_Panorama_du_Gaz_2018/57865191-d9e0-44d3-9917-1ba82bb6a033) -

Panorama du gaz renouvelable 2018

N° site	Code Insee	Commune	Nom du site	Zone GRDF	Nouvelle région GRDF	N° site	Code Insee	Commune	Nom du site	Zone GRDF	Nouvelle région GRDF
1	77107	CHAUMES-EN-BRIE	BIOENERGIE DE LA BRIE	IDF	IDF	51	60166	COUDUN	FERTIOISE	NO	NO
2	59350	LILLE	CVO	NO	NO	52	33019	AUDENGE	CERTENERGIE	SUO	SO
3	57227	MORSBACH	METHAVALOR - SYDEME	EST	EST	53	88098	CHAUMOUSEY	SAS AGRIGNVÔGE	EST	EST
4	85151	MORTAGNE-SUR-SEVRE	SAS AGRIBIOMETHANE	OUEST	CEN-OUE			SACONIN-ET-BREUIL			
5	77459	SOURDUN	SARL LETANG BIOGAZ	IDF	IDF	54	02667	BREUIL	BLB GAZ (Saconin-et-Breuil)	NO	NO
6	77478	USSY-SUR-MARNE	O'TERRES ENERGIES	IDF	IDF	55	91648	VERT-LE-GRAND	SEMAVERT	IDF	IDF
7	59638	WANNEHAIM	BIOGAZ PEVELE SARL	NO	NO	56	81200	AIGUEFONDE	BIOMETHARN	SUO	SO
8	10233	MERY-SUR-SEINE	SARL BIO'SEINE	EST	EST	57	66136	PERPIGNAN	MED STEP RIVIERE PERPIGNAN	MED	SO
9	10375	THENNELIERES	SARL PANAIS ENERGIE	EST	EST	58	28233	MARBOUE	Centrale Biogaz du Dunois	CENTRE	CEN-OUE
10	3254	SAINT-POURCAIN	SARL SIOULE - BIOGAZ	CENTRE	SE	59	85051	CHANTONNAY	Centrale biogaz de Chantonnay	OUEST	CEN-OUE
						60	18110	SAINT-PALAIS	VEOLIA-WAGA	CENTRE	CEN-OUE
						61	56920	GUELTA	SUEZ RV (Gueltas)	OUEST	CEN-OUE
11	62752	SAINT-JOSSE	Agriopale Services	NO	NO			LA CHAPELLE-JANSON			
12	90001	ANDELNANS	SCEA des Longchamps	EST	EST	62	35133	SARL Morel Energies		OUEST	CEN-OUE
13	35152	LIFFRE	GAEC du Champ Fleury	OUEST	CEN-OUE	63	69120	VAULX-EN-VELIN	STEP Feysine	RAB	SE
14	62427	HENIN-BEAUMONT	SYMEVAD	NO	NO	64	60400	SEMPIGNY	Bioénergie de Parvillers Sem	NO	NO
15	57631	SARREGUEMINES	Méthavos	EST	EST	65	45520	CHEVILLY	WAGA CHEVILLY - SUEZ	CENTRE	CEN-OUE
16	38170	FONTANIL-CORNILLON	AQUABIOGAZ SAS	RAB	SE	66	40036	ESCRENNES	Beauce Gâtinais Biogaz	CENTRE	CEN-OUE
17	45083	CHÂTEAU-RENARD	Gâtinais Biogaz	CENTRE	CEN-OUE	67	56920	SAINT-GERAND	SOBER	OUEST	CEN-OUE
18	77335	NEUFMOUTIERS	Biogaz Meaux	IDF	IDF	68	29150	CHATEAULIN	SAS Biométha	OUEST	CEN-OUE
19	2279	EPAUX-BEZU	Létang Hoche Biogaz	NO	NO	69	13001	MARSEILLE	STEP de SORMIOU	MED	SE
20	52121	CHAUMONT	Agrifyl	EST	EST	70	71350	CIEL	Méthanergie	RAB	EST
21	80274	EPPEVILLE	Centrale Biogaz du Vermandois	NO	NO	71	81004	ALBI	STEP Albi		SO
22	37195	RICHE (LA)	STEP Tour(s)+	CENTRE	CEN-OUE	72	83370	FREJUS	STEP du Reyran	MED	SE
23	74093	CRAN-GEVRIER	STEP Ancey	RAB	SE	73	35010	BAGUER-PICAN	SARL ET'GP Biogaz	OUEST	CEN-OUE
24	29232	QUIMPER	Quimper-VoIV	OUEST	CEN-OUE			SAINT-DENIS-SUR-COISE			
25	89345	SAINT-FLORENTIN	Saint Florentin -SDND	RAB	EST	74	42216		SAS Méthamoly	RAB	SE
26	74308	VINZIER	Terragr' Eau	RAB	SE			SACONIN-ET-BREUIL			
27	77053	BRIE-COMTE-ROBERT	Brie Biogaz	IDF	IDF	75	02667	BREUIL	Letang Saconin et Breuil	NO	NO
28	56117	LOCMINE	Locminé	OUEST	CEN-OUE	76	55502	STENAY	GAEC DU TRANSFO		EST
29	74293	VEIGY-FONCENEX	MEUHVILEC	RAB	SE	77	10282	PAYNS	BIOGAZ DES TEMPLIERS		EST
30	49007	ANGERS	STEP Angers	OUEST	CEN-OUE			POIRE-SUR-VIE (LE)			
31	29232	QUIMPER	STEP du Corniguel	OUEST	CEN-OUE	78	85170		SAS METHAVIE	OUEST	CEN-OUE
32	60589	SAINT-MAXIMIN	SITA Saint-Maximin	NO	NO	79	76600	SAINT-LEONARD	CENTRALE BIOGAZ LES HAUTS FALAISES	NO	NO
33	60612	SENLIS	Valois Energie Senlis	NO	NO			BENESSE-MAREMNE			
34	10030	BARBEREY-SAINT-SULPICE	Barberey Saint Sulpice	EST	EST	80	40036	SAINT-MAUR	Biogasconha	SUO	SO
35	38336	REVENTIN-VAUGRIS	STEP VIENNAGGLO	RAB	SE	81	36202	MARMAGNE	METHAVERT Le Grand Ranchou	CENTRE	CEN-OUE
36	77433	SAINTS	SAS AGRI METHA ENERGY	IDF	IDF	82	18138	SAINT LAURENT	AGRAMETHA	CENTRE	CEN-OUE
37	77459	SOURDUN	Létang Biométhane Sourdon 2	IDF	IDF			CHABREUGES			
38	85490	BENET	SAS Méthabiogaz	OUEST	SO	83	43207		Agri Brive Métha (Brioude)		SE
39	51105	CERNAY-LES-REIMS	GRAND REIMS I	EST	EST	84	36049	CHAZELET	AGRO ECO	CENTRE	CEN-OUE
40	88209	GOLBEY	NORSKE SKOG 1	EST	EST	85	77049	BOUTIGNY	Mahe BioEnergie	IDF	IDF
41	45137	LA SEGUINIÈRE	Bio méthane SEG La séguinière	OUEST	CEN-OUE	86	62127	BEZINGHEM	LA MARGUERITE	NO	NO
42	33122	CESTAS	POT AU PIN ENERGIE	SUO	SO			ST HILAIRE DE LOULAY			
43	77371	POMMEUSE	MethaBrie	IDF	IDF	87	85146	LOULAY	Centrale biogaz des terres de montaigu	OUEST	CEN-OUE
44	67445	SCHERWILLER	METHANSIEUR 2 VALLEES	EST	EST	88	44199	SOUDAN	SAS MEETHA	OUEST	CEN-OUE
45	51105	THIERVILLE-SUR-MEUSE	SAS BIOGAZ du VERDUNOIS	EST	EST	89	38013	APPRIEU	Méthanisère	RAB	SE
46	41100	NAVEIL	SAS Méthabrave	CENTRE	CEN-OUE			CELLES-SUR-BELLE			
47	18180	PLAIMPIED-GIVAUDINS	AGRIBERRY ENERGIE	CENTRE	CEN-OUE	90	79061		CELLES SUR BELLE BIOGAZ		SO
48	32307	PAVIE	TRIGONE	SUO	SO						
49	78616	THOIRY	Thoiry Bioénergie	IDF	IDF						
50	29149	MILIZAC	SAS AVEL Energies	OUEST	CEN-OUE						

## ANNEXE 2 : Rappels des spécifications du gaz naturel

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H <sup>(1)</sup> : 10,7 à 12,8 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B <sup>(2)</sup> : 9,5 à 10,5 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar) <sup>(2)</sup>	Gaz de type H : 13,64 à 15,70 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 13,6 à 15,66) Gaz de type B : 12,01 à 13,06 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 11,97 à 13,03)
Densité	Comprise entre 0,555 et 0,70
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement <sup>(3)</sup>
Point de rosée hydrocarbures <sup>(4)</sup>	Inférieur à -2°C de 1 à 70 bar
Teneur en soufre total	Inférieure à 30 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre mercaptique	Inférieure à 6 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre de H <sub>2</sub> S + COS	Inférieure à 5 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en CO <sub>2</sub>	Inférieure à 2,5 % (molaire)
Teneur en Tétrahydrothiophène	

Caractéristique	Spécification
(produit odorisant TH1)	Comprise entre 15 et 40 mg/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en O <sub>2</sub>	Inférieure à 100 ppmv
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire
Hg	Inférieur à 1 µg/m <sup>3</sup> (n)
Cl	Inférieur à 1 mg/m <sup>3</sup> (n)
F	Inférieur à 10 mg/m <sup>3</sup> (n)
H <sub>2</sub>	Inférieur à 6 %
NH <sub>3</sub>	Inférieur à 3 mg/m <sup>3</sup> (n)
CO	Inférieur à 2 %
Teneur en poussières	Inférieure à 5 mg/m <sup>3</sup> (n)
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire à l'entrée du réseau.

Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique.

Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique.

- (1) Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique. Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique.
- (2) Ces valeurs sont celles discutées dans le cadre de l'association Easee-gas. Concernant la limite supérieure pour l'indice de Wobbe, des vérifications sont en cours pour déterminer à quelle date la valeur de 15.85 kWh/m<sup>3</sup>(n) (au lieu de 15.7) discutée au sein d'Easee-gas serait acceptable en France.
- (3) La conversion du point de rosée eau en teneur en eau et inversement est effectuée selon la norme ISO 18 453 « Natural gas – Correlation between water content and water dew point. » (Corrélation de Gergwater).
- (4) Il s'agit d'une spécification applicable au gaz naturel qui ne couvre que les hydrocarbures et pas les huiles.

toutes les pressions indiquées dans ce document sont exprimées en bar absolu.

les conditions normales marquées (n) sont établies à une température de 0°C et une pression de 1,01325 bar.

## ANNEXE 3 : Votre interlocuteur biométhane

Région GRDF	Chef de projet biométhane	Téléphone	Mail	Départements concernés
IDF	Cécile MOUSSET	06 81 28 34 35	Cecile.mousset@grdf.fr	75, 77, 78, 91, 92, 93, 94, 95
CENTRE--OUEST	Cécile ANDRIEUX	06 64 98 90 48	Cecile.andrieux@grdf.fr	18, 22, 28, 29, 35, 36, 37, 41, 44, 45, 49, 53, 56, 72, 85
EST	Denis MECRIN	06 87 76 14 62	Denis.mecrin@grdf.fr	08, 10, 21, 25, 39, 51, 52, 54, 55, 57, 58, 67, 68, 70, 71, 88, 89, 90
NORD-OUEST	Bruno WATERLOT	06 70 21 81 72	Bruno.waterlot@grdf.fr	02, 14, 27, 50, 59, 60, 61, 62, 76, 80
SUD-EST	Thierry MAUDOU	06 85 80 20 50	Thierry.maudou@grdf.fr	01, 03, 04, 05, 06, 07, 13, 15, 26, 38, 42, 43, 63, 69, 73, 74, 83, 84
SUD-OUEST	Séverine ELIOT-HANSE	06 68 32 99 65	Severine.eliot@grdf.fr	09, 11, 12, 16, 17, 19, 23, 24, 30, 31, 32, 33, 34, 40, 46, 47, 48, 64, 65, 66, 79, 81, 82, 86, 87