



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

Date du document : 11/01/2019

Dates de révision : 22/03/2019, 03/07/2019

Vade-mecum

INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Table des matières

1.	INTRODUCTION AU BIOMÉTHANE	3
1.1.	<i>Définitions</i>	3
1.2.	<i>Production du biométhane</i>	4
1.2.1.	Production du biogaz.....	4
1.2.2.	Épuration du biogaz.....	4
1.3.	<i>Avantages du biogaz et du biométhane</i>	5
2.	CADRE LÉGAL	5
3.	CONTRAINTES TECHNIQUES.....	6
3.1.	<i>Procédure de raccordement</i>	6
3.2.	<i>Règles d'exploitation pour l'injection sur le réseau de distribution</i>	6
3.3.	<i>Priorité d'accès</i>	7
3.4.	<i>Intrants autorisés</i>	7
3.4.1.	Déclaration des intrants	7
3.5.	<i>Injection sur le réseau de transport (Fluxys)</i>	8
3.6.	<i>Gestion du digestat</i>	8
4.	VENTE DU GAZ	8
5.	GARANTIES D'ORIGINE GAZ SER.....	8
6.	MÉCANISME DE SOUTIEN	9
6.1.	<i>Valorisation des garanties d'origines en cogénération</i>	10
6.1.1.	Exemples de calcul	12
6.2.	<i>Cabine d'injection</i>	12
7.	AUTRES FILIÈRES POUR LE BIOMÉTHANE	13
7.1.	<i>Gaz naturel comprimé (CNG)</i>	13
7.2.	<i>Autres filières de production de gaz renouvelable</i>	13
8.	BIBLIOGRAPHIE.....	15
9.	ANNEXES	15

Liste des figures

FIGURE 1 :	COÛTS DE PRODUCTION DU BIOMÉTHANE INJECTÉ PAR CLASSE DE DÉBIT (SOURCE: VALBIOM)	10
FIGURE 2 :	PROCÉDURE DE RÉSERVATION DES CERTIFICATS VERTS ADDITIONNELS	11
FIGURE 3 :	OCTROI DES LGO ET DES CV ADDITIONNELS	11
FIGURE 4 :	AUTRES FILIÈRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE	14

1. INTRODUCTION AU BIOMÉTHANE

La [directive 2018/2001/CE](#) relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables fixe aux Etats-Membres (EM) des objectifs contraignants concernant la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables à la fois dans la consommation finale brute d'énergie et dans les transports. La consommation finale brute est comptabilisée en intégrant les consommations finales brutes d'électricité, de chaleur, de refroidissement et du secteur des transports.

Pour l'ensemble de ces secteurs, le biométhane ouvre des perspectives considérables en termes de potentiel source et de mise en œuvre. En effet, la biométhanisation, après traitement du biogaz, permet la production de méthane d'une qualité équivalente au gaz naturel tout en valorisant des déchets organiques issus de l'industrie agroalimentaire, de l'agriculture ou encore des stations d'épuration. Comme les autres sources d'énergie renouvelable, le démarrage de la filière nécessite un soutien pour assurer sa rentabilité.

L'objectif de ce document est d'expliquer comment s'articule la filière de production de biométhane, les contraintes techniques liées à l'injection ainsi que le soutien mis en place pour la promouvoir. Il s'agit d'un document purement informatif destiné à offrir une vue synthétique et didactique de la filière. En cas de contrariété entre une interprétation née du présent document et les dispositions décretales ou réglementaires applicables, présentes ou futures, ces dernières prévaudraient.

1.1. Définitions

- Gaz compatible¹ : gaz autre que le gaz naturel, qu'il est techniquement possible d'injecter et de distribuer en toute sécurité dans le réseau de distribution de gaz naturel.
- Réseau de distribution¹ : ensemble d'infrastructures, de moyens de stockage, de services auxiliaires et de canalisations connectées ou interconnectées géré à des fins de distribution de gaz à des clients finals et qui ne constitue pas un réseau privé, un réseau fermé professionnel ou une conduite directe.
- Source d'énergie renouvelable¹ : toute source d'énergie, autre que les combustibles fossiles et les matières fissiles, dont la consommation ne limite pas son utilisation future, notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et la biomasse.
- Gaz issu de sources d'énergies renouvelables¹ : (en abrégé " gaz issu de SER ") gaz issu de la transformation de sources d'énergies renouvelables, soit par fermentation, soit par traitement électrochimique et/ou thermochimique.
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée.

(Définition plus détaillée dans la prescription Synergrid)

- Pouvoir calorifique supérieur (PCS) : quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée condensée et la chaleur récupérée.

¹ Définition du décret de la Région wallonne du 19 décembre 2002 relatif au marché du gaz.

1.2. Production du biométhane

Pour produire du biométhane, il y a d'abord une étape de fermentation qui produit le biogaz, un gaz riche en méthane (50 à 85 %) et en CO₂ (15 à 50 %) qui contient également d'autres gaz comme le sulfure d'hydrogène, l'eau ou l'oxygène. Lorsqu'il est épuré, il est constitué de 95 à 99 % de méthane, ce qui lui permet d'atteindre les mêmes propriétés que le gaz naturel.

1.2.1. Production du biogaz

La biométhanisation est un processus de fermentation similaire à celui ayant lieu dans le rumen d'une vache. Les matières entrant dans le digesteur (cuve où a lieu la fermentation), appelées aussi intrants, subissent une dégradation biologique réalisée par des micro-organismes (bactéries et archées). Cette fermentation se déroule en absence d'oxygène (anaérobiose) et à température constante (par exemple, environ 37 °C). Ce processus est exploité dans des installations de biométhanisation. Au cours de la décomposition des matières, une production de gaz est observée. Ce dernier, appelé biogaz, est essentiellement composé de méthane et de gaz carbonique [1].

Différentes techniques existent pour l'approvisionnement du digesteur (continu ou discontinu), le développement de la flore microbienne (libre ou fixée), la température (mésophile ~40°C, thermophile ~50°C) [2], [3] et [4].

1.2.2. Épuration du biogaz

Il existe différentes techniques pour isoler le méthane contenu dans le biogaz des autres gaz comme le CO₂, l'oxygène, l'eau, le soufre, etc. afin de rendre le gaz compatible avec le réseau de distribution. Il est en effet important que le gaz injecté sur le réseau de distribution ait les mêmes caractéristiques que le gaz naturel (pouvoir calorifique, indice de Wobbe, etc.) pour éviter des dysfonctionnements des installations des consommateurs.

Prétraitement :

- Désulfuration (précipitation, épuration biologique, lavage aux oxydes métalliques ou adsorption sur charbon actif)
- Déshydratation par condensation

Séparation du CO₂ :

- **Absorption** par contact avec un liquide (eau ou solvant organique). On utilise la solubilité différente du CO₂ et du méthane pour les séparer. Un solvant aux amines peut également être utilisé pour augmenter l'absorption du CO₂ par réaction chimique.
- **Adsorption** par variation de pression (PSA). L'adsorption est un phénomène de surface où les molécules de gaz viennent se fixer sur une surface solide (adsorbant). La capacité d'adsorption variant selon la pression et les gaz, le méthane peut être purifié de cette manière.
- **Séparation membranaire** qui consiste à faire passer le biogaz à travers des membranes perméables au CO₂, à l'eau et au NH₃, mais relativement imperméable au CH₄, ce qui permet de le purifier.
- **Épuration cryogénique** séparation des différents gaz grâce à leur point d'ébullition différent (CO₂ : -78°C, méthane : -160°C)

Source et informations supplémentaires : [1], [5]

1.3. Avantages du biogaz et du biométhane

La production de biogaz permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre sur trois différents processus :

- Les matières utilisées dans le digesteur n'émettent pas de gaz à effet de serre dans l'atmosphère durant la première partie de leur décomposition (ceux-ci sont récupérés, il s'agit du biogaz). Ces gaz à effet de serre seront émis dans l'atmosphère sous forme de CO₂ à la combustion et à l'épuration mais de l'énergie en aura été extraite.
- Le biogaz permet de produire de l'énergie (électricité et chaleur) en se substituant aux énergies fossiles.
- Le digestat contenant les molécules carbonées ne pouvant pas être converties en méthane ainsi que les nutriments (azote, phosphore, etc.) peut être épandu sur les champs où il remplace les engrais de synthèse dont la production demande beaucoup d'énergie.

L'avantage de convertir le biogaz en biométhane et de l'injecter dans le réseau est qu'il permet de nouvelles possibilités de valorisations de celui-ci. Ainsi, la valorisation de chaleur d'une cogénération peut être plus pertinente si elle est située à un autre endroit que le lieu de production. D'autres applications comme l'approvisionnement en CNG de véhicules peuvent également être envisagées. Le biométhane émet en moyenne 30 kg de CO₂ par MWh produit et consommé², contre 251 kg pour le gaz naturel (coefficients d'émission de référence utilisés par l'Administration pour le calcul des certificats verts octroyés).

2. CADRE LÉGAL

La directive 2018/2001/CE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, remplaçant la directive 2009/28/CE avec le même objet, cadre les législations relatives aux énergies renouvelables en Europe.

Le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz prévoit un soutien à l'injection de biométhane en Région wallonne.

Ce soutien est mis en exécution par l'arrêté du Gouvernement wallon du 29 mars 2018 modifiant les arrêtés du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelable. Ces arrêtés mettent en place le cadre légal pour la valorisation des LGO gaz SER (introduits par l'AGW du 23 décembre 2010) dans la filière cogénération fossile ainsi que les modalités de raccordement au réseau de distribution de gaz (dont la prise en charge, à la demande du producteur, par le GRD de l'installation de la cabine d'injection).

Décrets :

- [Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité](#)
- [Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz](#)

Arrêtés :

- [AGW du 29 mars 2018](#)
- [AGW du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz](#)
- [AGW du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération](#)

² Dans le cadre de la biomasse, le coefficient d'émission de CO₂ correspond au CO₂ fossile émis lors de la production et de la transformation de la biomasse. Par convention, les émissions directes ne sont pas comptabilisées car le CO₂ émis a d'abord été prélevé dans l'atmosphère par la photosynthèse.

- [AGW du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelable](#)

3. CONTRAINTES TECHNIQUES

L'injection de biométhane soulève toute une série de questions techniques. Il s'agit d'un processus industriel qui ne peut pas être pris à la légère. Le gaz doit ainsi être compatible avec le gaz du réseau dans lequel il est injecté tant au niveau de la sécurité (odorisation, gaz traces pouvant entraîner des dégradations) qu'au niveau qualité (pureté, pouvoir calorifique, etc.). Afin de garantir cette compatibilité, un cadre réglementaire est en place et doit donc être respecté. Un contrat est également requis avec le gestionnaire du réseau dans lequel le biométhane est injecté. Les prescriptions techniques complètes sont reprises dans la prescription Synergrid G8/01 (annexe I) et dans le RT GAZ (AGW du 12 juillet 2007 relatif à la révision du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci).

Outre l'injection du biométhane, il existe également des contraintes liées à la construction et l'exploitation d'installations de biométhanisation. Celles-ci sont notamment reprises dans [l'AGW du 24 avril 2014](#) déterminant les conditions sectorielles relatives aux installations de biométhanisation visées par la rubrique 90.23.15³. En Région wallonne, il faudra introduire un permis d'environnement pour obtenir l'autorisation d'installer et d'exploiter ces dernières.

3.1. Procédure de raccordement

Afin de pouvoir injecter dans le réseau de gaz, le producteur de biométhane doit introduire une demande auprès du gestionnaire de réseau de transport ou de distribution en renseignant la localisation du projet, les caractéristiques de son exploitation, la qualité du gaz et les prévisions des quantités produites, etc. Sur base de ces informations, le gestionnaire de réseau va analyser son réseau pour voir s'il est techniquement possible d'y injecter du biométhane et les quantités que celui-ci est capable d'absorber en fonction des consommations (en tenant compte de la variabilité saisonnière). La quantité de gaz que le réseau peut accepter dépend de divers paramètres comme les consommations (plus faibles en été), la taille du réseau, la présence d'autres installations d'injection sur celui-ci, etc. Si un réseau de gaz n'est pas un espace de stockage en soi, il peut quand même avoir une certaine flexibilité pour accepter le gaz (la pression peut y varier entre certaines valeurs limites). Si le réseau ne permet pas d'accepter le volume de gaz que le producteur souhaite injecter, l'installation d'un poste de rebours peut être envisagée pour faire remonter le gaz dans un réseau de pression supérieure mais cette solution est pour l'instant à l'étude. Les coûts liés à l'utilisation de ce poste seront répartis entre les producteurs sur base de tarifs régulés.

Le gestionnaire de réseau proposera alors un contrat de raccordement au demandeur pour fixer les responsabilités réciproques des parties, les prescriptions en matière de qualité et les débits attendus.

3.2. Règles d'exploitation pour l'injection sur le réseau de distribution

Avant de commencer les injections, le producteur de biométhane doit apporter la preuve que son gaz est conforme et qu'il maîtrise le processus. Il doit donc pouvoir garantir que son gaz restera compatible avec le gaz naturel. Cette preuve passe par une campagne de mesures de plusieurs paramètres du gaz: avant la première injection ou après une interruption de l'injection pour non-conformité du gaz, des échantillonnages seront effectués pour mesurer une série de paramètres. La fréquence d'échantillonnage sera diminuée si les analyses montrent que le gaz reste conforme. Les intrants utilisés auront également une influence sur la fréquence d'échantillonnage. En parallèle, des mesures

³ http://environnement.wallonie.be/cgi/dgrne/aerw/pe/rubri/rubrique.idc?chx_rubri=90.23.15.01

continues d'une autre série de paramètres permettront également de montrer que le gaz est compatible avec le réseau. Tous les paramètres à mesurer et les méthodes de mesures sont repris dans la prescription Synergrid et dans le règlement d'injection des gestionnaires de réseau (annexes I et II).

La prescription Synergrid (annexe I) stipule que le producteur est responsable du gaz qu'il injecte et doit donc tout mettre en œuvre pour que le biométhane satisfasse aux prescriptions techniques. Il doit être interchangeable avec le gaz naturel présent dans le réseau (ce qui signifie qu'un utilisateur du réseau à proximité du site d'injection ne doit pas voir de différence dans le fonctionnement de ses appareils utilisant le gaz). Le gestionnaire de réseau est responsable de son réseau et donc du gaz qu'il accepte sur celui-ci. Il est donc nécessaire qu'il y ait une certaine transparence du producteur ainsi qu'une série de contrôles des paramètres du gaz.

Si le gestionnaire de réseau constate une irrégularité au niveau des mesures prévues par la prescription technique, il peut à tout moment couper l'injection et retourner le gaz au producteur. Celui-ci devra donc rétablir la qualité du gaz avant d'être autorisé à injecter à nouveau. Toutes les règles à suivre pour garantir la qualité du gaz et les paramètres à contrôler de manière continue ou par échantillonnage sont repris dans le règlement d'injection de chaque GRD et dans la prescription Synergrid G8/01 (annexe I).

Un contrôle et une capacité d'intervenir en cas de problème technique doivent également être prévus 24h/24 par le producteur.

3.3. Priorité d'accès

En Région wallonne, le gestionnaire de réseau de distribution a l'obligation de donner la priorité au gaz de source renouvelable. Si plusieurs producteurs de biométhane injectent sur le même réseau, le règlement technique prévoira les modalités d'injection en cas de congestion du réseau ainsi que le/les producteurs qui devront participer aux frais de fonctionnement d'un poste de rebours s'il est nécessaire.

3.4. Intrants autorisés

L'AGW du 24 mars 2014 prescrit les conditions d'exploitation des installations et les intrants autorisés. Il définit les teneurs en métaux lourds ou en impuretés ; il prévoit les conditions d'utilisation de boues d'épuration et d'effluents d'élevage ; il liste les biomatières constituant des déchets susceptibles d'être autorisés en biométhanisation (avec ou sans injection).

Par ailleurs, une liste positive d'intrants autorisés pour l'injection de biométhane est prévue dans le contrat d'injection avec le GRD. Elle peut être basée sur une liste de référence commune à l'ensemble des gestionnaires de réseau de gaz mais le GRD peut s'en écarter si certaines configurations du réseau le justifient.

En attendant cette liste commune, les intrants autorisés sont décidés d'un commun accord entre le producteur de gaz et le GRD.

À titre indicatif, voici la liste des intrants autorisés pour l'injection de biométhane en France :

[Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel.](#)

3.4.1. Déclaration des intrants

Pour toutes les installations de biométhanisation (y compris celles qui utilisent le biogaz sur site), une déclaration du caractère renouvelable d'intrant (DECRI) doit être fournie à l'Administration (Arrêté ministériel du 12 mars 2007 déterminant les procédures et le Code de comptage de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou de cogénération). Celle-ci contient les informations sur tous les intrants introduits dans le digesteur (tonnage, pouvoir méthanogène estimé, km parcourus pour le transport de celui-ci) afin que l'Administration puisse calculer les coefficients

d'émission par MWh PCS produit. D'autres informations sont prises en compte pour ce calcul, notamment la consommation d'énergie liée à la production du biométhane. C'est ce coefficient d'émission qui est repris sur les LGO gaz SER (voir section 5).

3.5. Injection sur le réseau de transport (Fluxys)

Le réseau de transport de Fluxys relève des compétences fédérales et il faut donc se tourner vers le régulateur compétent : la CREG. Les tarifs d'injection seront donc différents, ainsi que certaines règles comme les intrants autorisés par exemple. La prescription Synergrid est aussi d'application pour le réseau de Fluxys. Si le site d'injection du gaz est situé en Wallonie, le producteur pourra quand même bénéficier de LGO gaz SER wallons (et donc du soutien associé).

3.6. Gestion du digestat

Le digestat est considéré comme un déchet du point de vue législatif et il y a donc des précautions à prendre pour l'épandage. Ces précautions entraînent forcément des contraintes administratives qui sont reprises dans la publication ValBiom [6]. Comme l'épandage du digestat mobilise des compétences à la fois régionales et fédérales, il y aura des démarches à effectuer dans les deux administrations.

Une fois les autorisations accordées, une série de règles doivent être suivies pour garantir la traçabilité des intrants utilisés et des analyses des lots de digestat doivent être effectuées. La liste d'intrants autorisés pour la commercialisation du digestat et le bulletin d'analyse des digestats sont définis dans l'annexe 1 de l'AGW du 24 avril 2014 déterminant les conditions sectorielles relatives aux installations de biométhanisation visées par la rubrique 90.23.15⁴.

Afin d'augmenter la qualité du digestat et diminuer les impacts environnementaux liés à son épandage, celui-ci peut subir différents post-traitements décrits par la publication ValBiom [7].

4. VENTE DU GAZ

La vente du biométhane injecté (indépendante des LGO gaz SER) peut être effectuée par le biais d'un fournisseur qui se chargera de la vente au client final. Le producteur de biométhane peut aussi faire une demande de licence de fourniture pour pouvoir vendre directement son gaz aux clients finaux. Il existe pour les petits fournisseurs des licences limitées (soit la quantité d'énergie est limitée à 25 GWh par an soit le nombre de clients est limité à 10). L'octroi des licences de fourniture est encadré par l'AGW du 16 octobre 2003 relatif à la licence de fourniture de gaz. Les fournisseurs de gaz doivent également faire appel à un affréteur (*shipper*) qui est responsable de l'équilibre entre les injections et les prélèvements sur le réseau pour son portefeuille de clients.

La liste des fournisseurs et le formulaire de demande d'octroi d'une licence de fourniture régionale se trouvent sur le site de la CWaPE : <https://www.cwape.be/?dir=4.12#0>

5. GARANTIES D'ORIGINE GAZ SER

Un label de garantie d'origine (LGO) est un titre permettant la traçabilité du gaz de source renouvelable dans et entre les Etats membres de l'Union européenne de manière à favoriser les échanges commerciaux et la transparence à l'égard du consommateur. Un LGO peut être octroyé par MWh PCS injecté sur le réseau de gaz. Le LGO contient des informations sur l'unité de production qui a injecté le gaz comme par exemple le coefficient d'émission lié à la production du gaz injecté.

Pour le marché de l'électricité, les garanties d'origine « électricité » permettent de calculer le fuel mix, c'est-à-dire la proportion d'électricité de chaque source de production, et donc de communiquer au

⁴ http://environnement.wallonie.be/cgi/dgrne/aerw/pe/rubri/rubrique.idc?chx_rubri=90.23.15.01

consommateur la proportion d'électricité renouvelable qui lui a été vendue par son fournisseur. Dans le même ordre d'idée, les garanties d'origine pour le gaz renouvelable permettront à des fournisseurs de gaz de pouvoir attester du caractère renouvelable du gaz en utilisant des garanties d'origine gaz renouvelable.

Les garanties d'origines pour l'électricité, le gaz et la chaleur sont définies dans la directive 2018/2001/EC du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

En Wallonie, le régime de garanties d'origine pour le gaz renouvelable est organisé par l'AGW du 23 décembre 2010.

Afin de pouvoir se voir octroyer des labels de garantie d'origine, le producteur de biométhane devra d'abord demander un certificat de garantie d'origine (CGO) auprès d'un organisme de contrôle agréé⁵. Le CGO permet ensuite d'identifier l'installation de production et contient une série de données régulièrement vérifiées par l'organisme de contrôle :

- Coordonnées du producteur de gaz
- Source(s) d'énergie à partir de laquelle le gaz a été produit
- Technologie de production et de traitement du gaz
- Capacité de production et d'injection du site
- Technologie de comptage
- Emissions de CO₂ en régime normal de production
- Date de mise en service de l'unité de production et d'injection du gaz
- Coordonnées de l'unité de production et du site d'injection
- Aides et subsides octroyés pour la construction et le fonctionnement

Une fois le CGO obtenu, le producteur de biométhane peut introduire à l'Administration une demande d'octroi de labels de garantie d'origine (LGO gaz SER) wallons qui pourront ensuite être vendus sur le marché européen. Si celle-ci est acceptée, le producteur recevra un LGO par MWh PCS injecté sur le réseau de distribution ou de transport en Wallonie.

En Wallonie, afin de permettre le lancement de la filière d'injection du biométhane (le prix des LGO sur le marché européen n'est pas suffisant pour soutenir la filière), un marché alternatif a été mis en place pour les LGO gaz SER wallons (voir section 6).

6. MÉCANISME DE SOUTIEN

Afin d'atteindre un IRR (Taux de rentabilité interne) défini par le gouvernement à 9 %, les projets d'injection de biométhane ont besoin d'un soutien financier. Le prix de vente du gaz naturel et des LGO gaz SER sur le marché européen est en effet trop faible pour atteindre cet objectif. La Figure 1 montre les coûts de production par MWh de gaz produit pour les différentes tailles d'installation. On peut y voir que pour les installations avec un débit proche de 500 Nm³/h, il faut atteindre un prix de vente de 80 €/MWh pour dépasser les coûts de production (pour les installations utilisant des intrants d'origine agricole⁶).

C'est pourquoi un soutien décliné en trois volets a été proposé :

- Prise en charge des frais d'installation de la cabine d'injection de biométhane dans le réseau de distribution par le GRD.
- Octroi de certificats verts additionnels pour les cogénérations fossiles utilisant des LGO gaz SER.

⁵ Organismes agréés en Wallonie : <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=3.7>

⁶ C'est-à-dire hors stations d'épuration (STEP), centres d'enfouissement technique (CET) et centres de tri.

- Achat du gaz par le GRD à un prix minimum garanti pour les unités dont le débit est inférieur à 5 MW PCS (~486 Nm³/h). Le projet d'arrêté mettant en place ce prix garanti a été suspendu par le Gouvernement dans l'attente de la réforme du mécanisme de certificats verts. Cette suspension est compensée par le facteur q_{eco} du mécanisme d'octroi de certificats verts additionnels.

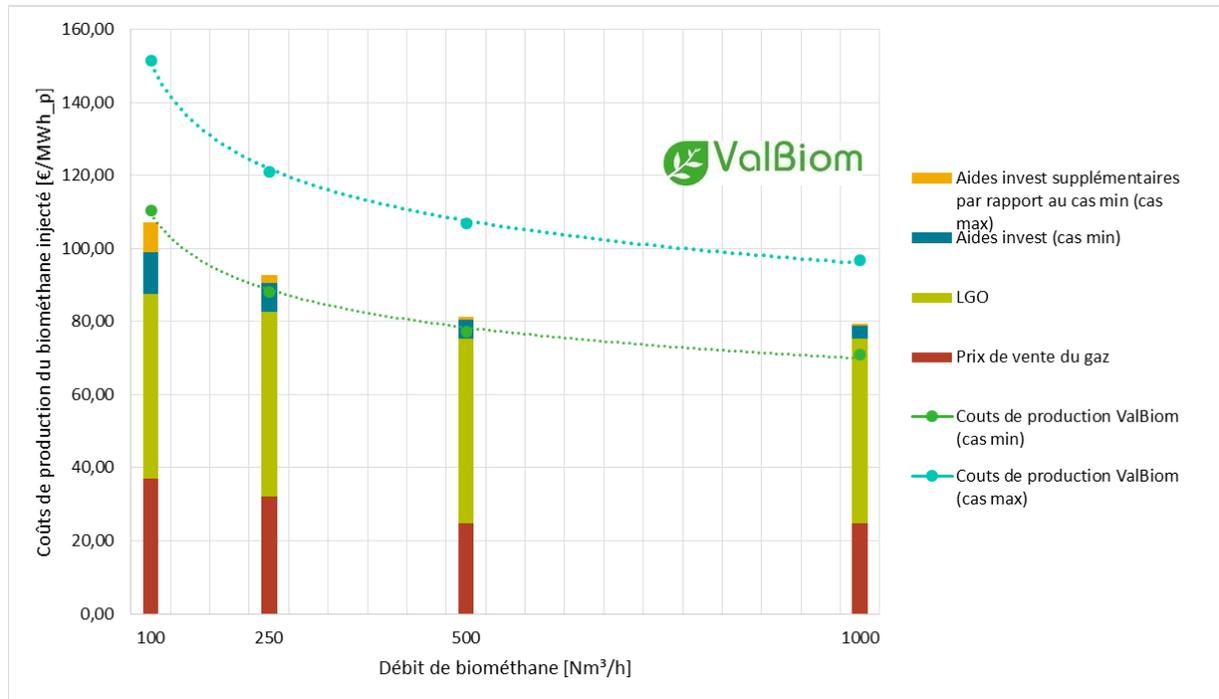


Figure 1: Coûts de production du biométhane injecté par classe de débit (source: ValBiom)

En plus de ce mécanisme de soutien, les installations de biométhanisation peuvent être éligibles aux aides à l'investissement UDE. Elles couvrent un certain pourcentage de l'investissement variable selon la classe de débit et sont plafonnées à 1,5 million d'euros [8] et [9].

6.1. Valorisation des garanties d'origines en cogénération

Au lancement de ces LGO gaz SER, le marché des LGO pour le gaz renouvelable ne permet pas aux producteurs de gaz d'assurer la rentabilité de leur installation. L'AGW du 30 mars 2018 permet donc la valorisation de ceux-ci dans la filière cogénération fossile. Un producteur d'électricité en cogénération pourra donc annuler des LGO gaz SER pour bénéficier d'un taux de certificats verts additionnels après avoir introduit une demande de réservation de ceux-ci auprès de l'administration. Comme la réservation de ces certificats verts ne peut être faite que par un producteur d'électricité verte, le producteur de biométhane introduit le dossier avec un mandat de représentation du/des producteurs d'électricité verte ou de l'intermédiaire commercial à l'administration (DGO4). L'administration évaluera le dossier en vue de réserver les certificats verts au nom du producteur de gaz (Figure 2).

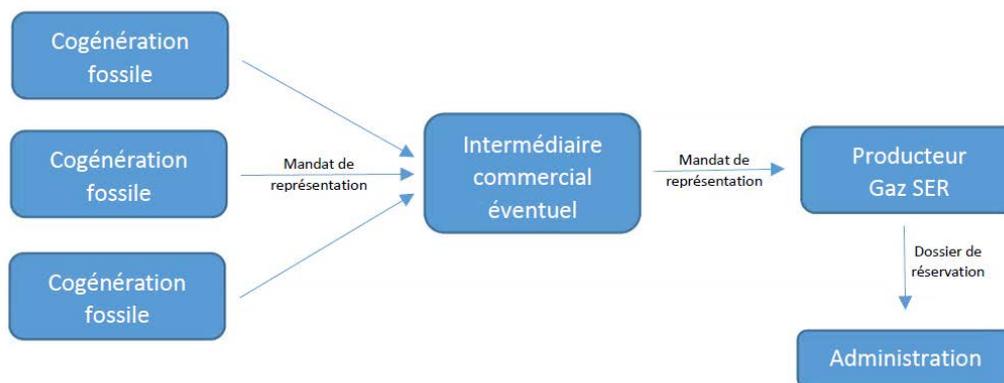


Figure 2 : Procédure de réservation des certificats verts additionnels

Les certificats verts additionnels pourront ensuite être octroyés aux producteurs d'électricité verte qui utiliseront les LGO gaz SER (figure 3). Le mécanisme pour pouvoir utiliser des LGO gaz SER en cogénération fossile est le suivant : lors de la remise de ses relevés d'index à l'administration (DGO4) pour le calcul de l'octroi des certificats verts initiaux (calculé sur base de l'économie de CO₂ engendrée par la cogénération), le producteur d'électricité pourra déclarer des LGO gaz SER qu'il aura achetés préalablement à un producteur de biométhane. Ces LGO lui permettront de bénéficier d'un taux de certificats verts additionnels calculés selon la méthodologie publiée par l'Administration expliquée ci-dessous.

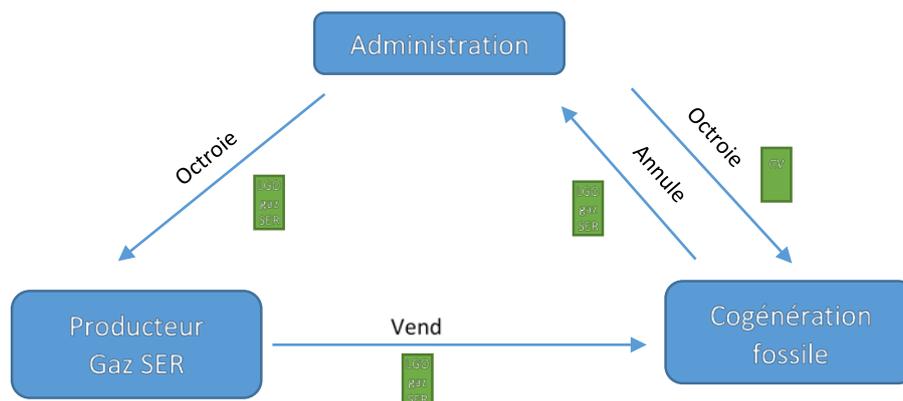


Figure 3: Octroi des LGO et des CV additionnels

Le taux d'octroi des certificats verts additionnels est calculé selon une méthodologie publiée par l'Administration. Cette méthodologie prend en compte les gains environnementaux en CO₂ générés par l'utilisation du biométhane en lieu et place du combustible fossile.

Dans cette méthodologie, plusieurs facteurs permettent de fixer le gain généré par LGO gaz SER :

- Le taux de CO₂ émis par le producteur de biométhane (lequel est renseigné sur chaque LGO gaz SER)
- Le prix *forward* du gaz sur le marché (basé sur le TTF gaz de l'année suivante, pour l'année 2019 : 19,16 €/MWh PCS)
- Un facteur économique lié à l'installation de biométhanisation (voir Tableau 1)
- Le prix du certificat vert

Tableau 1: Valeur du q_{eco} selon le type et la taille d'installation

	$\leq 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$	$> 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Installation neuve	2,2	1,85
Extension d'installation existante	1,95	1,65
TRI, CET, STEP	0	0

Les définitions d'une installation neuve, d'une extension d'installation existante et des TRI, CET et STEP se trouvent dans la méthodologie (annexe III).

6.1.1. Exemples de calcul

Tableau 2: Paramètres de calcul du revenu par LGO gaz SER

Paramètre	Extension d'installation	Installation neuve
Taux d'émission de CO_2	27 kg/MWh PCS	27 kg/MWh PCS
Prix du gaz	19,16 €/MWh PCS	19,16 €/MWh PCS
q_{eco} de l'unité de biométhanisation	1,95	2,2
Rendement électrique de la cogénération	38 %	38 %
Rendement thermique de la cogénération	50 %	50 %
Fraction de gaz SER dans la cogénération	80 %	80 %
Prix par certificat vert	65 €	65 €
Marge du producteur d'électricité	10 %	10 %
Gain producteur par LGO	49,72 €	56,10 €
Gain cogénération par LGO	5,53 €	6,23 €
Gain producteur (LGO et vente du gaz sur le marché)	68,88 €/MWh PCS injecté	75,26 €/MWh PCS injecté

En prenant comme hypothèses les valeurs de paramètres explicitées dans le Tableau 2, on peut calculer le revenu par LGO gaz SER grâce aux formules de la méthodologie publiée par l'Administration. Avec un prix de vente du gaz à 19,16 € par MWh PCS injecté, le producteur de biométhane pour une extension d'installation existante pourra retirer 68,88 € par MWh PCS de biométhane produit. Un producteur de biométhane possédant une installation neuve pourra retirer 75,26 € par MWh PCS de biométhane produit.

En annexe : Méthodologie publiée par l'Administration (annexe III).

6.2. Cabine d'injection

L'article 29^{ter} de l'AGW du 30 mars 2006 et ses modifications ultérieures oblige le GRD à installer une cabine d'injection du biométhane pour le producteur s'il en fait la demande. Les coûts d'installation sont pris en charge par le GRD et sont répercutés sur l'ensemble des consommateurs. Le producteur n'a donc pas à investir pour celle-ci. Les coûts d'exploitation sont par contre pris en charge par le producteur de biométhane selon un tarif proposé par le GRD et approuvé par la CWaPE. Pour la période tarifaire 2019-2023, le tarif appliqué sera de 1 €/MWh PCS injecté pour tous les GRD actifs en Région wallonne.

Le tarif est de 0 €/MWh si le producteur décide d'installer et d'exploiter lui-même la cabine.

7. AUTRES FILIÈRES POUR LE BIOMÉTHANE

7.1. Gaz naturel comprimé (CNG)

Le CNG (compressed natural gas ou gaz naturel comprimé) constitue un carburant alternatif plus écologique et plus économique par rapport aux carburants pétroliers. Sur le plan environnemental, par rapport au diesel et à l'essence, on relève une diminution d'environ 75 à 90 % des particules fines et des oxydes d'azote pour les moteurs CNG. On note également un taux de CO₂ inférieur de l'ordre de 7 à 16 % et un moteur moitié plus silencieux. La version renouvelable du CNG, encore peu développée en Belgique, permet en outre d'encore réduire les émissions globales de CO₂.

Sur le plan économique, deux éléments principaux entrent en ligne de compte, le coût du carburant et le prix d'achat du véhicule. Selon une étude de la CREG publiée en 2018, le CNG reviendrait, dans tous les cas analysés, moins cher que les carburants concurrents. La différence serait de l'ordre d'environ 35 % à 75 % par rapport au diesel et à l'essence, d'environ 20 % par rapport à l'électrique et d'environ 60 % par rapport à l'hybride essence-électricité.

En termes de prix d'achat, un véhicule CNG reviendrait en 2018 en moyenne 200 € plus cher à l'achat qu'un véhicule diesel et 2 400 € plus cher à l'achat qu'un véhicule à essence [10].

A l'instar du bioéthanol et du biodiesel, il pourrait être décidé de rendre obligatoire l'incorporation (sous forme de LGO gaz SER) de biométhane dans le CNG. Une telle mesure permettrait d'ouvrir un nouveau marché pour la valorisation des LGO gaz SER.

7.2. Autres filières de production de gaz renouvelable

Plusieurs autres filières permettent la production de gaz de source renouvelable (Figure 4) :

Le power to gas, qui n'est pas un moyen de production à proprement parler mais un moyen de convertir l'excédent d'électricité verte (éoliennes, photovoltaïque) en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène pourrait être converti en méthane qui peut ensuite être injecté dans le réseau mais on pourrait également directement injecter l'hydrogène dans le réseau. Cette deuxième solution ne respecterait par contre pas la condition de compatibilité du gaz renouvelable avec le réseau car l'hydrogène a des caractéristiques différentes du méthane et n'est pas interchangeable avec celui-ci (il pourrait par contre être intégré s'il est fortement dilué).

Le rendement de conversion de l'électricité vers l'hydrogène est de l'ordre de 70 % et de l'électricité vers le méthane de 55 % [11]. Ces rendements sont donc assez faibles si on veut reconverter le gaz en électricité (rendement autour de 55 % en TGV⁷). Le cycle complet (électricité-gaz-électricité) a donc un rendement autour de 33 %. En comparaison, une station de pompage-turbinage a un rendement de 70-85 % pour un cycle complet. Il y a par contre un gros avantage par rapport à d'autres technologies car le gaz est relativement facile à stocker, et ce sur une très longue durée, ce qui permet d'absorber les variations saisonnières.

La gazéification (syngas) utilise de la biomasse comme matière première. Elle a l'avantage d'être complémentaire avec la biométhanisation car elle utilise de la biomasse « sèche » et peut convertir la lignine et la cellulose. Le processus est similaire à la production de charbon de bois : la biomasse est chauffée en absence d'oxygène (pyrolyse), ce qui empêche la combustion complète et va donc libérer des molécules plus simples comme l'hydrogène ou le CO qui pourront être converties en méthane. Le rendement de ce type de conversion a été calculé à 56 % selon une étude du CRIGEN [12] auquel pourrait s'ajouter une valorisation de la chaleur résiduelle de la pyrolyse.

Un exemple de projet de production de biométhane par gazéification de bois est le « Gothenburg

⁷ Turbine Gaz-Vapeur.

Biomass Gasification plant » en Suède [13] qui a une capacité de production de biométhane de 20 MW avec un rendement de conversion énergétique d'environ 55 % (selon le taux d'humidité des intrants).

Il faut bien distinguer les moyens de production (éoliennes, solaire, biomasse, ...) des moyens de stockage (batteries, pompage turbinage, power to gas) qui ne font que récupérer l'excédent d'électricité du réseau pour le restituer plus tard. Le stockage ne peut pas bénéficier de certificats verts.

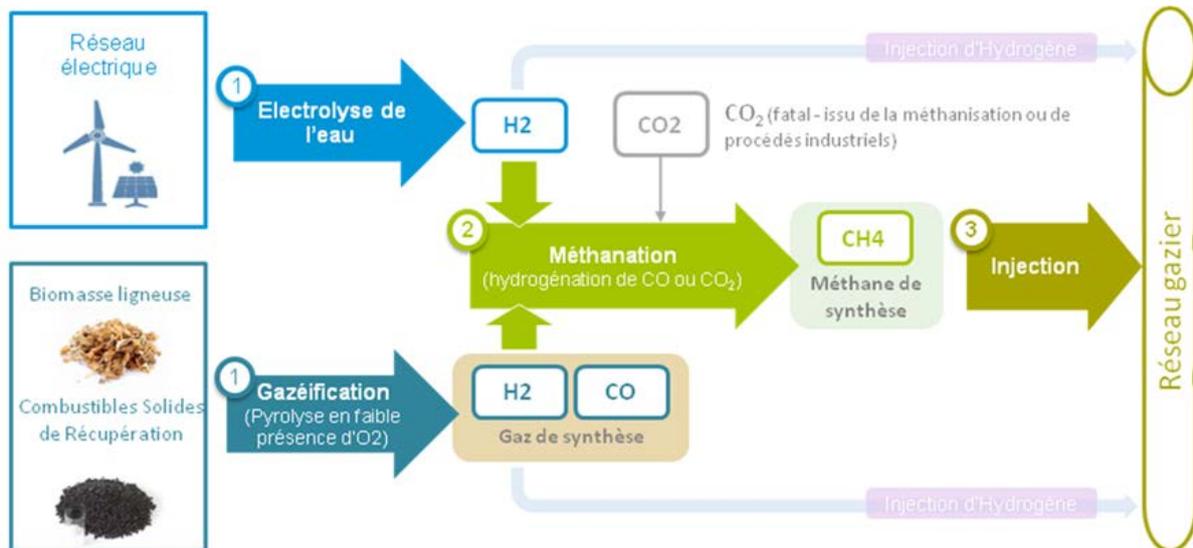


Figure 4 : Autres filières de production de gaz renouvelable [14]

8. BIBLIOGRAPHIE

- [1] ValBiom. (2014). *Le biométhane en Région wallonne*. www.valbiom.be.
- [2] <https://energie.wallonie.be/fr/biomethanisation.html?IDC=9638>
- [3] <https://monprojet.labiomasseenwallonie.be/thematiques/biomethanisation/documents#main-content>
- [4] Hajjaji, Noureddine. (2010). *Production du biogaz par digestion anaérobie : aspects technologiques et environnementaux*.
- [5] GrDF, Ademe. (2011). *Principes et procédés d'épuration du biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel*. www.injectionbiomethane.com
- [6] ValBiom. (2016). *Utilisation et mise sur le marché du digestat : démarches administratives et points d'attention dans la pratique quotidienne*. www.valbiom.be
- [7] ValBiom. (2015). *Valorisation du digestat*. www.valbiom.be
- [8] ValBiom. (2017). *Etapas-clés de votre projet de biométhanisation*. P. 72. www.valbiom.be
- [9] Service public de Wallonie. (2017). *Aides à l'investissement. Brochure d'information & notice explicative du formulaire de demande d'intervention*.
- [10] CREG. (2018). *Etude sur la rentabilité du gaz naturel utilisé en tant que carburant (CNG ou compressed natural gas) pour voitures*. Bruxelles: CREG.
- [11] E&E Consultant, Hespul, Solagro. (2014). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*.
- [12] CRIGEN. (2013). *Biométhane de gazéification, évaluation du potentiel de production aux horizons 2020 et 2050*. GRDF.
- [13] A. Alamia, A. Larsson, C. Breitholtz, H. Thunman (2017). *Performance of large-scale biomass gasifiers in a biorefinery, a state-of-the-art reference*. International journal of energy research.
- [14] <http://www.injectionbiomethane.fr/les-perspectives-du-biomethane/les-nouvelles-filieres-et-leurs-potentiels/>

9. ANNEXES

- I. Prescription Synergrid :
http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=G8_01_FR_PrescriptionInjectionBiomethane_v201811.pdf
- II. Règlement de raccordement pour l'injection de biométhane :
<https://www.cwape.be/docs/?doc=5010>
- III. Méthodologie de calcul des certificats verts additionnels :
<https://www.cwape.be/?dir=0.2&docid=3670>