



ANALYSE DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE AU COURS DU CYCLE DE VIE D'UN METHANISEUR AGRICOLE

Jean-Pierre JOUANY

Revue Francophone du Développement Durable

2023 - n°21 - Mars

Pages 1 - 10

ISSN 2269-1464

Article disponible en ligne à l'adresse :

<https://erasme.uca.fr/version-francaise/publications/revue-francophone-du-developpement-durable>

Pour citer cet article

Jouany J.P (2022), Analyse des émissions de gaz à effet de serre au cours du cycle de vie d'un méthaniseur agricole, *Revue Francophone du Développement Durable*, n°21, Mars p. 1 – 10.

Analyse des émissions de gaz à effet de serre au cours du cycle de vie d'un méthaniseur agricole

Jean-Pierre JOUANY

Directeur de recherche honoraire INRAE
Membre de l'association GREFFE et du collectif CSNM

Résumé : Les agences officielles attribuent au biométhane des atouts forts face au gaz naturel. Les allégations en faveur du biométhane portent principalement sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et, donc, sur la protection du climat. Or, si la nature a pris soin de nous offrir gracieusement le coût énergétique de la synthèse du gaz naturel, le biométhane doit être « fabriqué » à l'issue d'une longue chaîne d'activités nécessitant chacune des dépenses d'énergie responsables d'émissions de gaz à effet de serre. Cette étude a pour objectif d'étudier l'antagonisme entre l'argument « des émissions de CO₂ évitées » par l'implantation d'un méthaniseur sur une exploitation agricole alors que celui-ci nécessite la mise en place d'activités supplémentaires pour assurer son fonctionnement. Ainsi, des cultures dédiées doivent être instaurées pour alimenter le système et celui-ci a beaucoup de similitudes avec une installation industrielle fonctionnant dans des conditions sensibles (digesteurs de plusieurs milliers de mètres-cubes, sans oxygène, à une température de 39°C, stockant des centaines de mètres-cubes de méthane, etc.) et utilisant des techniques très élaborées (épuration membranaire pour transformer le biogaz à 60% de méthane en biométhane à 97% destiné à être injecté). Nous avons identifié 10 étapes essentielles au fonctionnement d'une unité de méthanisation agricole et calculé les émissions de gaz à effet de serre de chacune d'elles en les exprimant par unité d'énergie produite. Le bilan total des émissions que nous avons établi varie de 572 à 703 kg CO₂eq/MWh et doit être comparé à celui établi par l'ADEME et Quantis (23,4 et 44,1 kg CO₂eq/MWh) ainsi qu'à celui du gaz naturel proposé par l'ADEME (241 kg CO₂eq/MWh). Nos données indiquent que les émissions de gaz à effet de serre dues à la production de biométhane agricole sont environ 3 fois plus importantes que celles du gaz naturel par unité d'énergie. L'effet de la méthanisation agricole sur le climat est donc particulièrement dommageable.

Mots Clés : ADEME, Bilan GES, Climat, Exploitation agricole, Méthanisation

Introduction

La méthanisation est un procédé biologique par lequel de nombreux microorganismes interagissent au sein d'une chaîne trophique complexe pour transformer les matières organiques en méthane dans un milieu sans oxygène (Fonty, 2022). Cette opération se déroule naturellement dans les sédiments, les marais, les rizières, les océans, les décharges, le fumier, ainsi que dans le tube digestif de certains animaux (herbivores en particulier) et certains insectes (termites, cafards...). Cette biotransformation naturelle a été « domestiquée » dès les années 90s (Lettinga 1995) par les biotechnologues qui l'ont mise en œuvre au sein de vastes digesteurs anaérobies utilisant des déchets organiques pour les transformer en méthane à des fins énergétiques. Si la découverte et l'usage effréné des énergies fossiles sont à l'origine de la formidable croissance économique du monde occidental dès le XIX^e siècle, leur nature carbonée est la principale cause du dérèglement climatique due aux émissions de CO₂ qui en sont issues. En outre, les énergies fossiles occasionnent de nombreux

dégâts écologiques dus à la pollution de l'environnement par les produits domestiques et industriels dont ils proviennent.

Fort heureusement, les stocks mondiaux actuels des gisements fossiles sont en cours d'épuisement, c'est pourquoi les Etats et leurs responsables recherchent activement de nouvelles sources d'énergies renouvelables et décarbonées qui, elles-seules, peuvent répondre à la sauvegarde du climat et de l'environnement. Outre l'éolien, le solaire, l'hydraulique (et le nucléaire, à discuter), les pouvoirs publics ont fixé des objectifs ambitieux à la méthanisation agricole pour répondre au défi énergétique attendu au cours des 3 prochaines décennies.

Nous présentons ici des études quantitatives sur le bilan des émissions de gaz à effet serre (GES) au cours du cycle de vie d'un méthaniseur implanté sur une exploitation agricole qui assure son fonctionnement. Ces données de base sont essentielles pour définir le réel intérêt du biométhane d'origine agricole par rapport au méthane du gaz naturel et aux autres sources énergétiques décarbonées et renouvelables.

Quantification des émissions de CO₂eq au cours du cycle de vie d'un méthaniseur agricole

Caractéristiques de l'unité de méthanisation retenue pour les calculs d'émissions de GES

L'unité de méthanisation choisie produit annuellement 4,1 GWh d'énergie correspondant à la production annuelle de 410 000 m³ de méthane qui sont injectés dans le réseau GRDF de gaz. Elle est alimentée chaque jour par 50 tonnes de matières brutes contenant 70% de lisier de bovin, 15% de CIVE et 15% d'ensilage de maïs. La proportion d'ensilage de maïs correspond au maximum fixé par la réglementation française (Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 sur la réglementation des intrants¹). Le contenu du digesteur est maintenu en permanence à la température de 39 °C pour assurer une fermentation de type mésophile, et il est soumis à une agitation continue à l'aide d'un système rotatif. Les cultures de maïs et de CIVE, ainsi que les lieux d'épandage des digestats, sont distants de 5 km du site de méthanisation. Le lisier de bovin est situé à proximité de l'unité et son introduction dans les digesteurs est faite à l'aide d'un système de pompage depuis la préfosse de stockage. Les matières solides (ensilage de maïs et de CIVE) sont introduites au moyen d'une trémie munie d'une vis sans fin. Ces dispositifs d'alimentation sont équipés de commandes automatiques programmables. Le biogaz brut (60% de méthane + 40% de CO₂ + traces d'autres gaz) est purifié à l'aide d'un système comprenant un sécheur par refroidissement, un compresseur permettant aux gaz d'être traités successivement par des filtres à charbon

¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000032855125>

actif pour éliminer les micropolluants (H_2S^2 , COV³, siloxanes⁴) et par des filtres membranaires pour séparer le CO_2 du méthane. La teneur en méthane du gaz épuré doit atteindre la valeur de 97% pour être injecté dans le réseau GRDF. Le réseau est distant de 3 km du site de méthanisation, ce qui nécessite la pose d'une canalisation pour les relier.

Paramètres pris en compte dans les calculs

Dix étapes ont été identifiées comme essentielles au fonctionnement d'une installation de méthanisation (Tableau 1) : (i)- Conception, construction, installation et entretien du site ; (ii)- Cultures des intrants (maïs et CIVE) et leur transport sur le site de méthanisation où ils sont ensilés ; (iii)- Collecte, transfert du lisier vers le digesteur ; (iv)- Fonctionnement des digesteurs (alimentation, chauffage, agitation, action des pompes) ; (v)- Fuites de biogaz et de biométhane sur l'installation ; (vi)- Purification du biogaz en biométhane injecté ; (vii)- Collecte et stockage des données, contrôles automatisés divers, torchère ; (viii)- Arrêt accidentel des digesteurs et remise en route ; (ix)- Arrêt en fin de vie et démantèlement de l'installation ; (x)- Combustion finale du biométhane injecté.

Le calcul annuel du bilan de CO_2eq de chaque étape a été lissé sur une durée de vie de l'installation de 20 ans. Les résultats ont été exprimés par unité de MWh (mégawatt-heure) de biométhane produite. Les calculs ont été conduits sur la base de données issus de la bibliographie et sur les estimations personnelles de l'auteur lorsque la documentation scientifique n'en proposait pas. L'origine des données et les modes de calcul sont indiqués dans le texte.

Le bilan net des émissions de GES a été établi dans une exploitation agricole, avant et après l'implantation d'une unité de méthanisation. L'exploitation agricole comprend un élevage de vaches laitières et des terres agricoles composées de pâturages et des terres cultivées. Seules les modifications d'émissions (augmentations et diminutions) de GES dues à l'implantation d'un méthaniseur ont été prises en compte dans le bilan net.

- L'ensemble des émissions de GES dues à la culture des intrants⁵ incluent celles provenant de la préparation des semences, de la fabrication des machines agricoles et de leur entretien, de la consommation des carburants, de la production des engrais et des

² H_2S : Gas incolore, à odeur caractéristique d'œufs pourris que les chimistes appellent « hydrogène sulfuré »

³ COV : Composés organiques volatils [alcanes, hydrocarbures mono-aromatiques (HAM), organo-oxygénés (cétones, alcools, organo-halogénés, organo-soufrés, siloxanes, etc.)]

⁴ Siloxanes : Macromolécules d'origine industrielle à base d'atomes de silicium, considérées comme persistantes dans l'environnement. Leur présence dans le biogaz entraîne des dépôts de silice ou de silicates qui endommagent et encrassent les machines.

⁵ Intrant : Matières premières organiques destinées à alimenter les digesteurs des unités de méthanisation

pesticides. Nous avons tenu compte de la substitution des engrais chimiques par les digestats⁶ à l'échelle de l'exploitation agricole et de son impact sur les émissions de N₂O. Le détail des données que nous avons utilisées pour nos calculs est issu de l'étude de Meyer-Aurich *et al* (2012, p. 279, paragraphe 2.3).

- *Les changements d'usage des sols* (labour de prairies par exemple) nécessaires à la production du maïs utilisé comme intrant et son transport jusqu'au site de méthanisation où il est ensilé et stocké, ont été inclus dans le bilan. Les émissions de GES qui en résultent ont été calculées à partir des données de Meyer-Aurich *et al* (2012).

- *Les émissions de GES dues au fonctionnement de l'ensemble des digesteurs et de l'unité de purification du biogaz* (60% de méthane) en biométhane (97% de méthane) destiné à être injecté dans le réseau GRDF, ont été calculées en intégrant les fuites de méthane sur la totalité du site. Ces dernières ont été estimées à partir des travaux de Bakkaloglu *et al* (2022) réalisés sur une base de données issue de 51 publications. La valeur de 28 pour un horizon de 100 ans a été appliquée au PRG du méthane selon les recommandations du 5^{ème} rapport du GIEC (Dessus et Laponche, 2014, p. 72).

Remarque à considérer. On pourrait envisager d'appliquer la valeur de 84 au PRG du méthane pour un horizon de 20 ans au lieu de 100 ans afin de l'ajuster à la durée d'exploitation de l'unité de méthanisation. Dans ce cas, le bilan des fuites de méthane conduira à une émission 3 fois plus importante de CO₂eq.

Détail des calculs

➤ *Etape 1 : Conception, construction et entretien de l'unité de méthanisation incluant les voiries, la canalisation de gaz reliant l'unité de production au réseau de distribution national.*

Selon Meyer-Aurich *et al* (2012), la construction de l'unité de méthanisation mobilisera 208 tonnes (t) de béton et 43 t d'acier qui sont responsables de l'émission de 170 t CO₂eq. Un lissage sur 20 ans conduit à une émission annuelle de 8 500 kg CO₂eq correspondant à **2 kg CO₂eq/MWh/an**.

La création et l'entretien de 5 km de voirie reliant le site de méthanisation aux lieux de culture des intrants et d'épandage des digestats mobilisera 150 kg d'enrobé par m² de voie, lequel est responsable de 63 kg CO₂eq par t d'enrobé (55 kg CO₂eq par t pour la fabrication de l'enrobé + 8 kg CO₂eq par t pour son acheminement et sa pose. L'enrobé et sa pose seront donc responsables de l'émission de 142 t de CO₂eq, soit 7 100 kg de CO₂eq par an et 1,7 kg CO₂eq par MWh (ADEME. Base carbone). La préparation du chantier et l'empierrement de la sous-couche d'enrobé sont responsables de l'émission de 0,3 kg CO₂eq par MWh ce qui correspond à un total de **2 kg CO₂eq/MWh** pour la création de l'ouvrage routier.

⁶ Digestat : Résidu du processus de méthanisation des matières organiques

Ne disposant pas de données concernant les émissions de GES dues à la pose et l'entretien de 3 km de canalisation de gaz enterrée pour relier l'unité de production au réseau de distribution de gaz, ni sur la préparation des dossiers de conception du site de méthanisation et de leur présentation aux services de l'administration, celles-ci ont été évaluées à 1 kg CO₂eq/MWh.

Le bilan global des émissions de GES de l'étape 1 est donc de **5 kg CO₂eq/MWh**.

➤ *Etape 2 : Culture du maïs et des CIVE, leur transport jusqu'au site de méthanisation et préparation de leur ensilage.*

Seules les cultures dédiées à la méthanisation ont été comptabilisées dans le bilan.

Ainsi, la production annuelle des 2 565 t de maïs destinées au méthaniseur mobilise une surface cultivée d'environ 80 ha si l'on admet un rendement de 33 t de matière brute (MB) par ha et une perte de matière de 10% au cours de l'ensilage. Une telle demande de surface nécessite un changement d'usage des sols de l'exploitation agricole qui consistera à convertir 40 ha de pâturage en terres cultivées. Nous avons considéré que ce changement n'a pas eu d'effet direct sur les émissions de GES mais qu'il a modifié le stock de C des sols que nous traiterons dans un autre document.

La somme des émissions de GES associées à la culture du maïs incluant la fabrication des engrais de synthèse et les émissions de N₂O⁷ liées à leur épandage sur les sols, la consommation de carburant et l'utilisation des machines, ont été évaluées à 3 100 kg CO₂eq par ha de maïs en accord avec les données de Meyer-Aurich *et al* (2012). Les mêmes auteurs ont établi que la substitution des engrais de synthèse par les digestats permet une épargne de 880 kg CO₂eq par ha, ce qui conduit à un solde positif des émissions de 2 220 kg CO₂eq par ha. Ainsi, 177 600 kg CO₂eq sont émis annuellement par les 80 ha de culture du maïs dédié à la méthanisation, ce qui correspond à 43 kg CO₂eq/MWh.

Le cas des CIVE mérite d'être examiné attentivement. Contrairement aux CIPAN qui sont incorporées au sol en fin de culture, les CIVE sont récoltées pour être introduites dans le digesteur. S'agissant de cultures intermédiaires, nous considérons que leur mise en exploitation (fertilisation, récolte, transport, ensilage) n'émet que 75% des GES issu de la culture du maïs. L'utilisation annuelle de 2 565 t de CIVE dont le rendement est de 30 t de matière brute par ha, mobilise une surface cultivée de 85 ha et une émission de 1776 kg CO₂eq par ha. Ainsi, 151 000 kg CO₂eq sont émis annuellement au cours de la culture des CIVE, ce qui correspond à 35 kg CO₂eq/MWh.

Au total, la production des intrants (maïs et CIVE) alimentant le digesteur émet **78 kg CO₂eq/MWh**.

Remarque à considérer. Le non-retour au sol des CIVE en fin de culture sera pris en compte dans le bilan du stock de C des sols qui sera présenté dans une autre étude.

⁷ N₂O : Gaz émis lors du métabolisme microbien des composés azotés (engrais) dans les sols agricoles

➤ Etape 3 : Collecte, transport, stockage et introduction du lisier dans le digesteur.

Nous avons estimé que la fosse à lisier est située à proximité du site de méthanisation et que le coût en CO₂ de l'introduction dans le méthaniseur à l'aide de pompes est compensé par la réduction des émissions de GES due à l'absence de stockage du lisier, ce qui conduit à un **bilan net nul des émissions de GES de cette étape**.

➤ Etape 4 : Fonctionnement du digesteur (chauffage, système d'agitation, pompes, etc.).

La consommation d'énergie pour assurer le fonctionnement des pompes, de l'agitation et du chauffage des digesteurs est évaluée ici à 10% de l'énergie totale produite sous forme de biométhane, ce qui est conforme à la plage des valeurs de 5 à 12% annoncée par le suivi des installations en Allemagne (cité par Meyer-Aurich *et al* 2012) et à la valeur recommandée par l'ADEME. Elle correspond donc à l'énergie fournie par 41 000 m³ de biométhane générant 1,83 x 10⁶ moles de CO₂, soit 80 x 10³ kg CO₂ ou **20 kg CO₂eq/MWh**.

➤ Etape 5 : Fuites de biogaz et de biométhane sur l'ensemble de l'installation.

A partir de travaux récents publiés par l'Imperial College de Londres (Bakkaloglu *et al* 2022), réalisés sur plusieurs milliers de données analysées selon la méthode statistique de simulation Monte Carlo, nous avons estimé que le niveau médian du 50^{ème} percentile des fuites est de l'ordre de 5,6 % du biométhane produit, cette valeur étant encadrée par la valeur de 0,6% du 25^{ème} percentile et par la valeur de 12,2% du 75^{ème} percentile. Ainsi, 23 x 10³ m³ de biométhane seraient émis annuellement dans l'atmosphère par le fermenteur type choisi dont les fuites de méthane seraient égales à 5,6% du biométhane produit, ce qui correspond à 16,4 tonnes de méthane et 459 tonnes de CO₂eq en utilisant un PRG du méthane égal à 28 comme le recommande le RE5 du GIEC. Ces calculs aboutissent à une émission de 112 kg CO₂eq/MWh issus des fuites de méthane. Dans le cas où le niveau des fuites correspondrait à 12,2% du biométhane produit, l'émission sera alors égale à 244 kg CO₂eq/MWh. Nous retiendrons ces 2 valeurs pour le calcul du bilan final des émissions.

Remarque à considérer. Nous nous sommes posé la question de savoir s'il est plus logique d'utiliser la valeur de PRG du méthane sur une durée de 20 ans plutôt que sur 100 ans puisque le temps d'exploitation d'une unité de méthanisation est de l'ordre d'une vingtaine d'années. Dans ce cas, le PRG est égal à 84 au lieu de 28, ce qui modifie notablement les émissions de GES qui sont alors de **333 et 726 kg CO₂eq/MWh** pour des niveaux de fuites de 5,6% et 12,2% !

➤ Etape 6 : Purification du biogaz en biométhane.

Pour être injecté dans le réseau national de GRDF, le biométhane doit atteindre un niveau de pureté de 97%. En accord avec les recommandations de Atelge *et al* (2021) et de diverses autres sources bibliographiques⁸, la consommation d'énergie due à l'étape

⁸ -<https://vsashop.ch/img/~489/8/02.pdf?xet=1559047523680>

d'épuration du biogaz en biométhane a été estimée à 1 kWh par Nm³ de biogaz traité, ce qui correspond à 10% de l'énergie produite. Elle donc égale à l'énergie fournie par 41 000 m³ de biométhane générant 1,83 x 10⁶ moles de CO₂, soit 80 x 10³ kg CO₂ ou **20 kg CO₂eq/MWh**.

➤ *Etape 7 : Bilan CO₂eq pour la collecte et le stockage des données de fermentation et les données sécuritaires du site, pour le contrôle de la qualité du biométhane avant son injection, pour la compression et l'odorisation du biométhane par du tétrahydrothiophène (THT) avant son injection, pour le contrôle de la qualité des intrants, pour le fonctionnement de la torchère et des soupapes de sécurité, pour d'autres menues dépenses énergétiques du site de méthanisation.*

La technique de méthanisation nécessite une maîtrise totale des paramètres physicochimiques de la fermentation (température, pH, potentiel d'oxydoréduction), et la nature des gaz produits impose des mesures de sécurité strictes (Rapport INERIS). Ces données numériques sont suivies en temps réel à l'aide de capteurs et sont enregistrées pour être ensuite contrôlées. L'ensemble de l'équipement de monitoring consomme de l'énergie et émet des GES dont le bilan est difficile à évaluer puisque la bibliographie ne s'y est pas intéressée jusque-là.

La qualité du gaz est contrôlée en ligne et en continu pour atteindre le seuil minimal de 97% de méthane pour être injecté dans le réseau de distribution. Le gaz doit alors être comprimé de 6 à 8 bars, à température ambiante. Dans le cas d'une injection sur un réseau de transport routier, ferré ou naval, le gaz doit être amené à des pressions plus importantes, de 16 à 60 bars. L'odorisation nécessaire à la détection de fuites est réalisée par l'ajout de THT. Lorsque la qualité du biométhane n'est pas conforme au cahier des charges, celui-ci doit être brûlé dans la torchère ou être recyclé vers le conduit du biogaz placé en sortie de digesteur. Toutes ces interventions et ces transferts de gaz consomment de l'énergie et présentent des risques de fuites qui aggravent le bilan des facteurs d'émission de CO₂eq.

La qualité des intrants bruts qui influence significativement leur potentiel méthanogène, doit être contrôlée régulièrement par des analyses chimiques sur leur composition et par des tests BMP (Biochemical Methane Potential).

La torchère permet de brûler le méthane produit plutôt que de le rejeter directement dans l'atmosphère en cas d'indisponibilité temporaire d'exploitation du biogaz ou d'émissions incontrôlées liées à des surpressions gazeuses anormales détectées par les soupapes de sécurité. Le fonctionnement de la torchère constitue une source de CO₂ qu'il est difficile d'évaluer puisque son emploi doit rester occasionnel et dépend du suivi de l'installation.

Nous avons attribué arbitrairement à l'ensemble de ces opérations la valeur de 3 kg CO₂eq/MWh, mais cette valeur peut être beaucoup plus importantes dans le cas de non-conformité du biométhane entraînant un refus d'injection par GRDF.

➤ *Etape 8 : Arrêt accidentel des digesteurs nécessitant leur vidage, un nettoyage, et une remise en route avec l'apport d'un inoculum microbien*

A cause de l'extrême sensibilité des fermentations aux conditions physicochimiques du milieu, elles-mêmes très dépendantes du mode d'alimentation et du comportement technique du digesteur, nous avons estimé que le système pouvait s'interrompre par dysfonctionnement à la fréquence d'une fois tous les 2 ans. Dans ce cas, le digesteur doit être vidangé, nettoyé et réensemencé à l'aide d'un inoculum biologiquement viable avant d'être redémarré. Toutes ces manipulations ont un coût énergétique qui a été évalué à **3 kg CO₂eq/MWh**.

➤ *Etape 9 : Arrêt définitif en fin de vie de l'installation, sa démolition, sa dépollution et le recyclage des matériaux (calcul lissé sur une durée de vie de 20 ans).*

Nous considérons que le bilan des émissions de GES correspondant à la destruction de l'ensemble des constructions et des équipements, au recyclage des matières et à la remise en état de l'environnement du site de méthanisation, est équivalent à celui de la construction du site (voir l'étape 1), soit **5 kg CO₂eq/MWh**.

➤ *Etape 10 : Combustion finale du biométhane*

Le bilan des GES de cette étape doit inclure à la fois le CO₂ généré par la combustion du biométhane et le CO₂ initialement présent dans le biogaz. Chaque MWh issu de la méthanisation correspond à un volume de biogaz composé de 100 m³ de biométhane et de 66,7 m³ de CO₂, dans l'hypothèse retenue que le biogaz est composé de 60% de méthane et de 40% de dioxyde de carbone. La combustion directe de 100 m³ de méthane libère 196 kg CO₂ auxquels il faut ajouter 131 kg CO₂ se rapportant aux 66,7 m³ de CO₂ issus du biogaz, soit **un total de 327 kg CO₂eq/MWh**.

Tableau 1 : Bilan récapitulatif des émissions de GES du méthaniseur-type choisi

Etape 1. Conception, construction, installation, entretien du site kg CO₂ eq/MWh	5
Etape 2. Culture, récolte du maïs + CIVE et préparation des ensilages kg CO₂ eq/MWh	78
Etape 3. Collecte, transport et introduction de lisier dans le digesteur kg CO₂ eq/MWh	0
Etape 4. Fonctionnement du digesteur (chauffage, agitation, pompes) kg CO₂ eq/MWh	20
Etape 5. Fuites de biogaz et de biométhane eq/MWh	111-242 kg CO₂

Etape 6. Purification du biogaz en biométhane injecté kg CO₂ eq/MWh	20
Etape 7. Collecte et stockage des données, contrôle des produits, torchère kg CO₂ eq/MWh	3
Etape 8. Arrêt accidentel des digesteurs et remise en route CO₂ eq/MWh	3 kg
Etape 9. Arrêt définitif en fin de vie de l'installation kg CO₂ eq/MWh	5
Etape 10. Combustion finale du biométhane injecté + CO ₂ présent dans le biogaz 327 kg CO₂ eq/MWh	
<u>Total</u> <u>CO₂ eq/MWh</u>	<u>572-703 kg</u>

Discussion des résultats

Les données présentées dans le tableau 1 montrent que l'étape de la combustion finale du biométhane ainsi que l'étape des fuites de biogaz et de biométhane représentent, ensemble, près de 80% des émissions totales de gaz à effet de serre de l'unité de méthanisation.

Or, les agences en charge du développement de la méthanisation, ainsi que le fournisseur d'énergie GRDF, ne comptabilisent pas les émissions de CO₂ provenant de la phase finale de combustion (étape 10) au prétexte qu'elles sont équivalentes à la quantité de CO₂ atmosphérique capté par la biomasse végétale entrant dans le méthaniseur. Cette analyse a conduit à qualifier le CO₂ issu de la méthanisation de « CO₂ biogénique » et à affubler le biométhane du titre de « gaz vert » puisqu'il n'aurait pas d'effet sur le climat. Or, il est aujourd'hui admis par la communauté scientifique que tout CO₂ émis dans l'atmosphère, qu'il soit produit à partir de biométhane ou de toute autre source carbonée, est séquestré dans l'atmosphère pendant une durée qui varie de 100 à 1 000 ans avant d'être totalement éliminé. Ainsi, il agit pendant tout ce temps sur l'effet de serre et participe donc au dérèglement climatique.

Les mêmes agences ont largement sous-estimé le niveau des fuites de méthane (étape 5). Ainsi, les travaux réalisés par l'INRAE et GRDF (Esnouf *et al* 2021), ont évalué que celles-ci représentent 0,5% de la production totale de biogaz alors que la valeur médiane proposée par Bakaloglu *et al* (2002) à partir de plusieurs milliers de données issues de 51 publications varie de 5,1 à 5,3 %.

C'est l'addition de ces omissions et de certaines sous-évaluations des émissions de GES qui sont à l'origine des valeurs faibles proposées par l'ADEME (23,4 kg CO₂eq /MWh ou 44,1 kg CO₂eq /MWh), lesquelles sont 20 fois plus faibles que mes propres valeurs.

Cette étude révèle également que le bilan de CO₂eq du biométhane mesuré par l'analyse du cycle de vie d'un méthaniseur est environ 2 à 3 fois plus important que celui du gaz naturel qui a été évalué à 241 kg CO₂eq/MWh (ADEME, Base Carbone).

La mise en évidence de tels écarts entre nos données et celles des agences nationales mérite qu'un organisme de recherche indépendant et dégagé de tout conflit d'intérêt analyse objectivement les arguments de chacun.

Références bibliographiques

ADEME. BASE CARBONE. Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone (Voir la page 45 pour obtenir le bilan CO₂eq du gaz naturel).

ASTRADE METHANISATION. (2014). Développement de projets bio-méthane/bio-GNV. <https://france-biomethane.fr/wp-content/uploads/2016/03/2014-D%C3%A9veloppement-de-projets-BioGNV.pdf>

ATELGE M.R., SENOL H., DJAAFRI M., HANSU T.A., KRISA D., ATABANI A., ESKICIOGLU C., MURATCOBANO H., UNALAN S., KALLOUM S., AZBAR N., KIVRAK H.D. (2021). A critical overview of the state-of-the-art methods for biogas purification and utilization processes. *Sustainability*, 13, 11515, 1-39. <https://doi.org/10.3390/su132011515>

BAKKALOGLU S., COOPER J., HAWKES A. (2022), Methane emissions along biomethane and biogas supply chains are underestimated. *One Earth* 5, 724-736.

DESSUS B., LAPONCHE B. (2014), Forçage radiatif et PRG du méthane dans le rapport AR5 du GIEC. *Les cahiers de GLOBAL CHANCE* - n° 35, 64-74.

ESNOUF A., BROCKMANN D., CRESSON R. (2021) Analyse du cycle de vie du biométhane issu de ressources agricoles - *Rapport d'ACV*. INRAE Transfert, 170 p.

FONTY G. (2022), La méthanisation agricole : attention danger pour notre souveraineté alimentaire, *Revue Francophone du Développement Durable*, n°20, décembre, p. 1 - 14.

LETTINGA G. (1995), Anaerobic digestion and wastewater treatment systems. *Antonie van Leeuwenhoek*, 67, 3-28.

MEYER-AURICH A., SCHATTAUER A., HELLEBRAND H.J., KLAUSS H., PLÖCHL M., BERG W. (2012), Impact of uncertainties on greenhouse gas mitigation potential of biogas production from agricultural resources. *Renewable energy*, 37, 277-284.

RAPPORT INERIS. MINISTERE DE L'AGRICULTURE ET DE LA PECHE. Règles de sécurité des installations de méthanisation agricole. <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/guide-methanisation-def-1.pdf>