

# Projet MethanEmis,

## Surveillance des émissions de méthane d'installations de méthanisation agricoles

---

MethanEmis : évaluation des  
émissions sur trois installations

---



EXPERTISES

Février  
2021

## REMERCIEMENTS

Karine Adam, Ineris  
Brice Berthelot, Ineris  
Alicia Gressent, Ineris  
Sébastien Dieu, Ineris  
Serge Collet, Ineris  
Adrien Dermigny, Ineris  
François Gautier, Ineris  
Jonathan Martinez, ECS  
Teddy André, ECS

## CITATION DE CE RAPPORT

Ineris 2021, Surveillance des émissions de méthane d'installations de méthanisation agricoles, MethanEmis, rapport final, 61 pages  
Cet ouvrage est disponible en ligne [www.ademe.fr/mediatheque](http://www.ademe.fr/mediatheque)

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

### **Ce document est diffusé par l'ADEME**

#### **ADEME**

20, avenue du Grésillé  
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 1706C0027

Référence Ineris : Ineris-20-167265-2706105-1.0

Étude réalisée par : Karine Adam, Alicia Gressent, Brice Berthelot, Sébastien Dieu et Serge Collet, Ineris pour ce projet cofinancé par l'ADEME

Projet de recherche coordonné : par Karine Adam (Ineris)

Appel à projet de recherche : Energie Durable - édition 2017

Coordination technique - ADEME : Olivier Théobald

Direction/Service : Direction de l'Economie Circulaire et des Déchets / Service Mobilisation et Valorisation des déchets

# SOMMAIRE

<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>5</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>6</b>
<b>1. CONTEXTE DU PROJET</b> .....	<b>7</b>
<b>2. OBJECTIFS DU PROJET</b> .....	<b>8</b>
<b>3. PRESENTATION DES 3 INSTALLATIONS SELECTIONNEES</b> .....	<b>8</b>
<b>4. EVALUATION DES EMISSIONS - METHODOLOGIES EMPLOYEES</b> .....	<b>10</b>
4.1 Techniques et méthodologies employées.....	11
4.1.1 Mesures environnementales.....	11
4.1.2 Détection et quantification des fuites .....	11
4.1.3 Mesures à l'émission des moteurs de cogénération .....	13
4.1.4 Modèle de dispersion et paramètres de configuration.....	14
4.1.5 Estimation des émissions de sources non mesurées directement: .....	15
4.2 Mesures réalisées.....	17
4.3 Traitement des données obtenues.....	18
<b>5. PRINCIPAUX RESULTATS OBTENUS</b> .....	<b>19</b>
5.1 Analyse des données de surveillance environnementale .....	19
5.1.1 Site n°1.....	20
5.1.2 Site n°2.....	23
5.1.3 Site n°3.....	26
5.1.4 Analyse de sensibilité.....	29
5.2 Emissions source par source.....	33
5.2.1 En fonctionnement nominal.....	33
5.2.1.1 Sources continues : .....	33
5.2.1.2 Sources évolutives-fuites.....	37
5.2.2 En fonctionnement dégradé.....	38
5.2.3 En situation particulière – débâchage partiel du digesteur.....	42
5.3 Synthèse des émissions sur les 3 sites .....	44
5.4 Part relative des différentes conditions de fonctionnement sur la durée des campagnes de mesures .....	45
<b>6. EXPLOITATION DES RESULTATS-ESTIMATION DES TAUX DE PERTES</b> .....	<b>46</b>
6.1 Détermination du taux moyen de perte de méthane.....	46
6.1.1 Conditions nominales de fonctionnement.....	46
6.1.2 En situation dégradée et particulière .....	46
6.2 Facteurs d'influence .....	47
<b>7. CONCLUSIONS</b> .....	<b>48</b>

<b>8. ANNEXES .....</b>	<b>50</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>51</b>
<b>INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES .....</b>	<b>51</b>

## RÉSUMÉ

Le projet MethanEmis, mené par l’Ineris dans le cadre de sa mission d’appui aux pouvoirs publics, a pour objectif d’appréhender les niveaux réels d’émission de méthane d’installations de méthanisation en vue de mieux cibler les mesures de prévention et de réduction à prioriser ; le méthane est ici utilisé comme traceur des pertes de biogaz. En raison du manque de données à l’échelle nationale, la production de données spécifiques est apparue nécessaire. Pour ce faire, il a été proposé d’évaluer les émissions sur un échantillon d’installations françaises agricoles. Il s’agit d’évaluer les émissions globales de méthane, les émissions spécifiques de sources ou de situations identifiées comme potentiellement émettrices et la part relative des émissions fugitives.

Ce projet a été l’occasion de développer une démarche innovante s’appuyant sur la synergie de différentes expertises de l’Ineris (mesures sur site, traitement statistique, modélisation de la dispersion et évaluation des performances des procédés industriels et agricoles).

Un suivi environnemental des teneurs en méthane sur trois mois et des campagnes spécifiques à l’émissions des sources ont été mis en œuvre sur trois installations. Ces installations sont représentatives d’installations agricoles à base d’effluents d’élevage, en infiniment mélangé, mésophile et avec agitation mécanique. Deux installations valorisent le biogaz par cogénération (électricité / chaleur) et la troisième le valorise en biométhane par injection dans le réseau de gaz naturel.

L’étude montre que l’empreinte méthane des installations de méthanisation n’est pas différenciable du fond environnemental agricole quand l’installation est en fonctionnement nominal. En revanche, les dysfonctionnements peuvent être à l’origine d’émissions significatives lorsque la situation dure plusieurs semaines. Les taux de fuites aux équipements représentent moins de 3 % du méthane produit et leur réparation est efficace (80 – 95 % de réduction). La surveillance des soupapes a permis de distinguer des phénomènes de surpression et des phénomènes de régulation de pression à l’origine d’émissions. En revanche, l’efficacité des torchères utilisées sur ces installations n’a pas pu être estimée.

Les émissions de sources ou situations pour lesquelles la mesure directe est délicate, ont également pu être estimées : les stockages de digestat ouverts et couverts, le débâchage partiel d’un digesteur. Pour ce faire, la méthode de proche en proche par modélisation de la dispersion atmosphérique a été utilisée.

## ABSTRACT

This project aims at determining the effective methane emissions from biogas plants. Methane is a tracer to identify biogas losses. The scientific literature presents data on biogas emissions from several biogas plants but very few data come from French installations. Hence this project was initiated to collect specific data on French plants. The objectives are focusing on estimating methane emissions from the plant itself, from specific sources and activities on it and on evaluating the part of the fugitive emissions.

This project was an opportunity to develop an innovative approach based on the synergy of various Ineris expertise (on-site measurements, statistical processing, dispersion modelling and performance assessment of industrial and agricultural processes).

This report presents the monitoring strategy on three plants and the analysis of the data collected through a 3-month survey. The selected plants are agricultural biogas plants associated to livestock operations where anaerobic digestion is based on mesophilic continuously stirred bioreactor. Two plants convert the biogas to energy by cogeneration and the third by biomethane injection in natural gas grid.

The conclusions highlight the indistinguishable methane footprint of biogas plant from the local agricultural environment for nominal operational conditions.

Emissions from digestate storages and when operation occur on the anaerobic digester were estimated by inverse modelling of atmospheric dispersion. The fugitive emissions are low and represent less than 3 % of methane produced. Leaks repair results in a reduction of 80 to 95 % of the fugitive emissions. The observation of safety valves release show two different patterns that could be linked to overpressure or pressure regulation conditions. Unfortunately, it has not been possible to estimate the efficiency of the flares.

# 1. Contexte du projet

---

Inscrit dans la loi relative à la transition énergétique, le développement des installations de méthanisation constitue un enjeu important ; en effet, ces installations participent à la production d'énergie renouvelable (électricité, chaleur, carburant) par la valorisation directe du biogaz qu'elles produisent ou par l'intermédiaire de la production de biométhane.

Toutefois, les installations de méthanisation comportent des risques d'émissions non maîtrisées et de fuites de biogaz. Ces pertes de biogaz peuvent avoir des conséquences non seulement environnementales et sanitaires mais également économiques car elles influent directement sur la rentabilité des installations. En effet, le biogaz est non seulement constitué de substances à effet de serre mais également de substances toxiques, odorantes présentes en traces. Les substances telles que l'hydrogène sulfuré, l'ammoniac, les COV peuvent notamment être citées.

Une étude bibliographique menée par l'INERIS (Ineris, 2015) a permis d'identifier les émissions potentielles de méthane de ces installations. Le méthane a été utilisé ici comme traceur des émissions de biogaz. Les conclusions de cette étude montrent que les émissions de méthane identifiées dans la littérature présentent une variabilité importante et peuvent atteindre 25 % du méthane produit. Ces émissions concernent les différentes filières de méthanisation (boues de STEU, biodéchets ménagers, agricoles) ; les émissions les plus importantes étant associées aux installations agricoles. En effet, ces dernières sont majoritairement de configuration ouverte (pas de captage en bâtiment ni de traitement des émissions diffuses) contrairement aux autres filières. Les substrats utilisés sont également plus variables dans le temps. Cependant, la littérature comporte peu de données françaises alors que les capacités, les pratiques et les substrats utilisés peuvent différer.

Pour mieux appréhender les niveaux d'émissions et ainsi mieux cibler les mesures de prévention et de réduction à prioriser, compte tenu du manque de données à l'échelle nationale, la production de données spécifiques est apparue nécessaire. Pour ce faire, l'Ineris a proposé d'évaluer les émissions sur un échantillon d'installations françaises agricoles. Ce projet s'inscrit dans les missions d'appui de l'Ineris aux pouvoirs publics. Il s'agit non seulement d'évaluer les émissions globales potentielles de méthane mais aussi les émissions spécifiques de sources ou de situations identifiées comme potentiellement émettrices. Certaines sources ont d'ores et déjà été identifiées telles que les interventions sur les digesteurs, les soupapes de sécurité et la période de montée en régime. En effet, les émissions actuellement estimées ne prennent pas en compte ces sources ou ces étapes.

Ce projet vise à identifier les enjeux réels associés aux émissions non maîtrisées et fuites de biogaz grâce à la production de données spécifiques obtenues sur des installations françaises. En parallèle, il cherche également à apporter un éclairage sur les gains environnementaux (réduction des émissions de NOx) mais aussi éventuellement sur les pertes environnementales (augmentation des émissions de COVNM) et énergétiques (perte de rendement) engendrés par les réglages des moteurs de cogénération.

Pour ce faire, deux approches sont menées en parallèle : des campagnes de mesures pour quantifier les émissions globales, la part relative des émissions fugitives et les émissions associées à certaines situations et une estimation théorique des émissions associées à certaines situations mises en évidence dans l'état des lieux ou lors des visites de sites réalisées dans le cadre des missions de l'Ineris. Cette seconde approche est basée également sur les informations et données de dimensionnement des sites sélectionnés. Ce projet s'appuie sur diverses compétences en mesures sur site, traitement statistique, modélisation de la dispersion et évaluation des performances des procédés industriels et agricoles (enjeux, pratiques sur site, corrélation émissions-fonctionnement, alternatives de limitation et réduction).

## 2. Objectifs du projet

---

Le Projet MethanEmis vise à identifier et quantifier les émissions de méthane de trois installations agricoles de méthanisation. Il s'agit d'approcher les émissions sur l'ensemble d'une installation à partir d'une surveillance environnementale sur 3 mois environ. Cette durée permet d'accéder à différentes conditions de fonctionnement de l'installation et ainsi identifier l'influence de différentes sources ou opérations émissives. En parallèle des mesures directes ont été mises en œuvre visant à quantifier les émissions des moteurs de cogénération, les fuites au niveau des équipements et canalisations. Un suivi de l'ouverture des soupapes du digesteur et du post-digesteur a également été réalisé.

Il s'agit en premier lieu d'estimer les taux de pertes de méthane des installations françaises en conditions nominales. Le projet cherche également à identifier la part relative des différentes sources émissives et leur importance en fonction des conditions de fonctionnement du site.

Cet état des lieux permettra par la suite d'estimer les bénéfices potentiels associés à la réduction des pertes (amélioration du taux de biogaz valorisé, influence du réglage des moteurs, réduction des fuites.).

Dans un premier temps, les trois sites volontaires (anonymisés) ont été sélectionnés à partir de critères de fonctionnement nominal, d'ancienneté du site (3 à 5 ans), d'intérêt de l'agriculteur pour la démarche et de possibilités d'implantation sécurisée du matériel de mesures sous les vents dominants et dans l'environnement du site. Les distances d'implantation du point de mesure environnemental avaient été estimées en amont de ce projet. La capacité à différencier les teneurs provenant du site du bruit de fond environnemental en méthane est ici essentielle.

Les méthodes de mesures et le traitement des données obtenues sur les 3 sites sont ensuite présentés de manière générale. L'analyse des données et l'estimation de la part de certaines sources sont alors présentées avant d'aborder les taux de perte de méthane en conditions nominales et pour certaines situations. Pour ce faire, la représentativité des installations sélectionnées et les conditions de fonctionnement sont discutées.

## 3. Présentation des 3 installations sélectionnées

---

La première phase de l'étude a permis de sélectionner trois sites de méthanisation agricoles. Pour ce faire, 25 personnes ont été contactées et huit sites ont été visités. Les critères de sélection intégraient entre autres une durée d'exploitation suffisante (au moins 2 - 3 ans), un fonctionnement optimisé et la possibilité d'implanter des mesures environnementales sous les vents dominants.

Début 2020 (ADEME, ObservEr, 2020), les installations de méthanisation agricoles représentaient 75% des installations de méthanisation en France et les installations individuelles environ 65% des installations françaises.

Les trois installations sélectionnées, anonymisées dans ce rapport, sont des installations individuelles (à la ferme) présentant des capacités de traitement de l'ordre de 40 - 60 t/j. Deux installations valorisent le biogaz par cogénération (électricité / chaleur) et la 3ème le valorise en biométhane par injection dans le réseau de gaz naturel. Toutes trois sont équipées d'une torchère en poste fixe dont une à allumage automatique. Toutes trois valorisent leur digestat par épandage. Un site réalise une séparation de phase. Elles ont été conçues et dimensionnées par trois fournisseurs différents. Deux installations étaient en fonctionnement depuis 2014 - 2015 et la troisième, plus ancienne, s'est agrandie en 2017. Une installation ne présente pas de post-digesteur mais uniquement un digesteur et un stockage de digestat. Ce dernier est équipé d'un stockage tampon de biogaz. Dans les deux autres cas, le stockage de biogaz est intégré au digesteur et au post-digesteur. Une installation présente un stockage de digestat brut non totalement couvert. Cet ouvrage était initialement équipé d'une membrane de stockage de biogaz qui s'est affaissée et déchirée. Dans deux cas sur trois, en complément du stockage principal de digestat, des stockages intermédiaires de digestat brut ou liquide de plus faibles capacités et aisément accessibles aux agriculteurs sont présents. Il s'agit d'anciennes fosses à lisier de l'élevage. Ces ouvrages ne sont pas couverts.

Initialement, seule une installation était classée en autorisation en 2781-2 mais aujourd'hui les trois sont classées dans cette rubrique en raison de l'évolution réglementaire du régime enregistrement en 2018 permettant entre autres d'accepter des matières diversifiées. Le taux de matières traitées issues de leur exploitation d'élevage varie entre environ 40 % à plus de 70 %. La part des matières agricoles représente entre 50 et plus de 60 % des matières introduites.

Les capacités de traitement de ces trois installations sont représentatives de la majorité des installations agricoles individuelles conçues avant 2018 pour un régime réglementaire (enregistrement) associé à

l'époque à un volume inférieur à 60 t/j. Le Tableau 1 présente les caractéristiques des installations concernées.

Tableau 1 – Caractéristiques des trois installations sélectionnées

Site	site n°1	remarque	site n°2	remarques	site n°3	remarques
Capacité	moins de 60t/j		46 t/j		45 t/j	moyenne
Date exploitation	2011 (agrandissement 2017)		2015		2014	
Valorisation digestat	épandage		épandage		épandage	
Traitement	non		non		séparation de phase	
Valorisation biogaz	électricité / chaleur		injection biométhane réseau gaz naturel		électricité / chaleur	
Production biogaz théorique (m <sup>3</sup> /h)	140		150		200	
Moteurs de cogénération (kW)	340	2 moteurs	sans objet		520	2 moteurs
Epuration (m3/h)	sans objet		160		sans objet	
Torchère	manuelle		automatique		manuelle	
Volume biogaz (m3/h)	150		150		250	
<b>Dimensionnement</b>						
Digesteur (m <sup>3</sup> )	1 100		2 500		1 600	
Post-digesteur (m3)	4 000		non		2 500	
Stockage digestat (m3)	2 000	partiellement couvert	2 500	couvert double membrane	5 600	couvert
Stockage digestat intermédiaire (m3)	700	ouvert	non		1 500	ouvert
Stockage biogaz total - double- membrane (m3)	4 200	digesteur et post- digesteur	4 400	digesteur et stockage digestat	2 300	digesteur et post- digesteur
Temps de séjour théorique des matières (j)	85 - 120	digesteur et post- digesteur	60	digesteur	70 - 100	digesteur et post- digesteur

Ces trois installations sont représentatives d'installations de méthanisation agricole à base d'effluents d'élevage, en infiniment mélangé, mésophile et avec agitation mécanique. Elles sont à évolution régulière et raisonnée. Le dimensionnement initial se base, pour les installations les plus récentes, sur les matières disponibles sur l'exploitation et au bout de deux années environ, elles évoluent pour accepter d'autres matières après un premier retour d'expériences sur la prise en main de l'installation. Ces évolutions sont plus ou moins bien prévues à la conception. Les trois installations représentent trois situations différentes :

- un dimensionnement très voire trop juste pour l'exploitation actuelle,
- un dimensionnement adapté sans tenir compte des difficultés d'approvisionnement en matières et donc de stabilisation des recettes
- un dimensionnement qui pourrait être qualifié de surdimensionné mais qui finalement à l'usage autorise des marges de manœuvre sur la conduite de l'exploitation aujourd'hui et des possibilités futures sans nécessité d'agrandissement.

Les capacités de digestion varient entre 3 000 et 6 000 m<sup>3</sup> avec une alimentation à hauteur de 40 à 45 m<sup>3</sup>/j en moyenne.

Le dimensionnement de la digestion (digesteur et post-digesteur) avec maintien en température induit des temps de séjour des matières entre 70 et 120 jours. Le premier site représente la capacité la plus importante suite à son agrandissement. En comparaison, le 3<sup>ème</sup> site présente un dimensionnement 20 % inférieur en volume pour maximum 10 % de matières premières introduites en moins. Et pourtant, ce dernier semble « surdimensionné » dans son exploitation par rapport au premier site. Le premier site accepte une plus grande diversité de matières au cours du temps ce qui implique des modifications récurrentes de recettes. C'est pourquoi après avoir rencontré des difficultés de gestion, il a opté pour un

dimensionnement plus conséquent. Le 2<sup>ème</sup> site présente une partie digestion faible. En comparaison du 3<sup>ème</sup> site, il introduit 20 % de matières en moins et présente une digestion de 40 % inférieure en volume. Ces deux sites fonctionnent sur des recettes relativement stables. Ces trois installations sont représentatives du retour d'expériences des installations de capacité moyenne avec des recettes plus ou moins variables, élément à considérer pour l'évolution des installations au cours de leur vie. D'ailleurs, les sites 2 et 3 connaissent actuellement une évolution des matières entrantes par choix (disponibilité de filières et agrandissement du site) ou de manière imposée (filière d'approvisionnement plus disponible); situations représentatives de la vie d'une installation.

Les stockages de matières premières sont représentatifs des installations agricoles françaises : silos plats ouverts pour les matières solides et fumiers, cuves ou bacs à graisses capotés, cuves pour les matières liquides, fosses enterrées pour les lisiers livrés. Les lisiers de l'exploitation d'élevage sont injectés au fur et à mesure dans une cuve de mélange ou directement dans le digesteur. Seules certaines matières classées en sous-produits animaux (SPAn) C3 sont stockées en bâtiment avec extraction et traitement d'air. Ce bâtiment contient également les cuves d'hygiénisation.

La capacité théorique maximale de stockage de biogaz pour ces 3 installations représente entre 11 et 30 heures de stockage. La capacité de stockage disponible pour événements ou dysfonctionnements si le stockage est en mode nominal à 70 % max, est comprise entre un peu plus de 3 heures et presque 10 heures. Les capacités les plus importantes sont associées à une installation de valorisation par épuration et au site n°1 qui teste des productions régulées par ErDF qui nécessitent un stockage plus important. Les capacités rencontrées sont globalement plus importantes que celles identifiées sur le parc national (en moyenne de 4 heures).

Les puissances des moteurs de cogénération des sites 1 et 3 sont respectivement de 330 et 500 kW<sub>el</sub> réparties sur deux moteurs pour des productions de biogaz de 140 et 200 m<sup>3</sup>/h théoriques. Le site n°3 présente une marge de manœuvre de 15% supérieure sur les moteurs.

Les trois installations présentent une torchère en poste fixe ; une d'entre elles est à allumage automatique. La majorité des installations récentes possède une torchère en poste fixe mais encore rarement une torchère à allumage automatique même si celle-ci tend à se développer.

Les trois sites ont une supervision des équipements et de leur fonctionnement. Les paramètres suivis sont plus ou moins nombreux en fonction des installations ou ne sont pas directement disponibles pour l'exploitant. La différence notable entre les systèmes repose sur la possibilité d'analyser des informations a posteriori. En effet dans deux cas sur trois, il est possible d'avoir un visuel instantané mais soit les données ne sont pas sauvegardées chez l'exploitant soit une seule donnée par jour est sauvegardée, ce qui n'autorise aucun retour d'expérience. Dans le premier cas, il est possible d'obtenir les données en demandant une extraction par le fournisseur. Donc si deux fournisseurs sont impliqués sur l'installation, la demande doit être faite à chacun ; il n'y aucune mise en commun des données collectées. Les données collectées au niveau de l'épuration du biogaz ne sont, quant à elles, pas disponibles pour l'exploitant mais existent pour le gestionnaire du système d'épuration sans pour autant avoir d'enregistrement des données. Par exemples, les quantités de biogaz épurées et de biométhane générées ne sont pas accessibles.

## **4. Evaluation des émissions - méthodologies employées**

---

Ce chapitre décrit les méthodes de suivi moyen terme, de mesures à la source et d'estimation des émissions des sources pour lesquelles les mesures directes sont délicates. Il présente notamment les méthodes de mesures environnementales, à savoir la surveillance de la concentration en méthane et des conditions météorologiques précises du site, de détection et de quantification des fuites et de quantification des rejets des moteurs de cogénération. Le modèle de dispersion atmosphérique utilisé est présenté. Il a permis de comparer les émissions estimées pour « remonter » aux émissions des sources non mesurées directement en se basant sur de premières estimations théoriques d'émissions pour ces différentes sources.

## 4.1 Techniques et méthodologies employées

### 4.1.1 Mesures environnementales

#### **Matériel pour les mesures environnementales**

Le suivi des teneurs en méthane a été réalisé par l'Ineris, à l'aide d'un analyseur reposant sur une méthode de spectroscopie optique dite « Cavity Ringdown Spectroscopy » (CRDS). Cette technique optique permet le suivi en continu des concentrations en méthane avec une précision de l'ordre de quelques ppb<sup>1</sup> ( $10^{-3}$  ppm) pour des fréquences d'acquisition de l'ordre du Hz. Les performances métrologiques des analyseurs sont disponibles sur le site du fournisseur (<http://www.lgrinc.com/analyzers/ultraportable-greenhouse-gas-analyzer/>). Deux analyseurs différents ont été utilisés au cours des 3 campagnes. Sur les sites 1 et 2, le modèle « LGR ultraportable méthane » et sur le site 3, le modèle « Picarro G2201 ».

#### **Matériel pour le suivi de conditions environnementales**

Comme les teneurs mesurées dans l'environnement sont directement corrélées à divers phénomènes météorologiques (vitesses de vents, précipitations, stabilité atmosphérique...), un suivi des principaux paramètres environnementaux a été réalisé pour chaque campagne.



Une station météorologique complète a été déployée et a permis une mesure à une hauteur de 10 mètres des directions et vitesse de vent, de la pluviométrie et des températures et pressions. Cette station a permis de suivre précisément sur toute la durée de la campagne des conditions météorologiques locales qui constituent des données d'entrée à la modélisation numérique. Le point de mesure a été implanté à environ 50 à 100 mètres du premier ouvrage de stockage, en fonction des sites. L'emplacement a été défini sur un compromis entre les directions de vent les plus favorables aux mesures (sous les vents des activités de méthanisation) et la sécurisation du matériel.

Figure 1. Illustration des dispositifs de mesure déployés par l'Ineris au cours du projet MethanEmis

### 4.1.2 Détection et quantification des fuites

#### **Matériel pour la mesure des émissions fugitives**

Réalisées par le laboratoire ECS, les mesures des émissions fugitives ont été effectuées lors de campagnes spécifiques de quelques jours. Tous les équipements et canalisations ont été inspectés à l'aide d'une caméra infrarouge (FLIR GF320), d'un détecteur TDLAS portable, d'un analyseur de détection par ionisation de flamme (FID) afin de rechercher les fuites et s'assurer qu'elles sont bien associées à une émission de méthane.

Les différentes méthodes permettent d'investiguer tous les types d'ouvrages et de s'adapter à toutes les configurations de mesures possibles, une des difficultés résidant par exemple dans la détection des fuites au niveau des couvertures d'ouvrages. A titre d'exemple, la Figure 2 illustre quelques interventions au cours des différentes campagnes de mesures présentées ci-dessous.

<sup>1</sup> 1 ppb de méthane équivaut environ à  $0,67 \mu\text{g}/\text{m}^3$  à  $15^\circ\text{C}$



*Figure 2 : Photos de mesures de détection de fuites ; confirmation d'une fuite de biogaz par FID*

En termes de méthodologie, la détection et la quantification ont été effectuées sur la base de différentes normes existantes :

- la norme NF EN 15446 de Mars 2008 précise les conditions de mesurage des émissions fugitives et diffuses de composés gazeux provenant d'équipements et de canalisations ;
- la norme US EPA METHODE 21 cible la détermination des fuites de composés organiques volatils (Norme Américaine) ;
- la norme US EPA 453/R-95-017 (Novembre 1995) précise les protocoles d'estimation des débits d'émission de fuites de COV.

La quantification des fuites aux équipements a été réalisée par la méthode du bagging : méthode qui consiste à ensacher une fuite, avec un matériau chimiquement inerte, le Tedlar®, afin de calculer son débit d'émission. Préconisée par la norme US EPA-453/R-95-017 (« Protocol for Equipment Leak Emission Estimates »), cette méthodologie a été employée afin de déterminer un débit d'émission. En effet, une fois l'élément fuyard confiné, un balayage par un gaz vecteur à un débit connu peut être réalisé. La concentration en substance est mesurée et le débit d'émission peut alors être déduit par la formule suivante.

$$Q_e = Q_v \cdot C_m \quad (1)$$

où  $Q_e$ ,  $Q_v$  et  $C_m$  représentent respectivement le débit d'émission à déterminer, le débit du gaz vecteur injecté et la concentration mesurée dans le mélange des gaz vecteur et émission.

La **Figure 3** illustre la mise en œuvre de la méthode du bagging au cours des campagnes de mesures.



*Figure 3 : Mesures de quantification réalisées par bagging*

En complément, une estimation des rejets résiduels du système d'épuration du biogaz a été réalisée sur le site n°2. Cette mesure n'ayant pas été prévue en amont, les conditions ne permettent pas d'atteindre une quantification.

### 4.1.3 Mesures à l'émission des moteurs de cogénération

Afin de minimiser la formation de polluants et respecter les valeurs limites prescrites en NOx notamment, les moteurs biogaz doivent être réglés de façon à fonctionner avec un large excès d'air, mais d'autres paramètres sont également susceptibles de jouer un rôle important sur les émissions de polluants tels que la fluctuation de la qualité du biogaz, la charge de l'appareil de combustion, l'entretien de cet appareil et le mode de pilotage du moteur (manuel ou automatisé).

Les émissions des moteurs ont été suivies avant et après réglages des conditions de combustion des moteurs. Ces réglages sont effectués en moyenne toutes les 1 600 à 2 000 heures de fonctionnement. Ils ont été réalisés par le fournisseur des moteurs, responsable de leur maintenance. Toutes les mesures ont été réalisées en fonctionnement nominal des moteurs.

Le biogaz est consommé dans des moteurs gaz 4 temps pour produire de l'électricité et de la chaleur. Ces moteurs comprennent plusieurs cylindres (4 à 6) dans lesquels les combustions sont confinées. L'allumage du mélange air/carburant est déclenchée par des décharges électriques au moyen de bougies d'allumage placées directement dans les cylindres. Contrairement aux moteurs fonctionnant au gaz naturel, du fait des caractéristiques du biogaz, les moteurs à gaz alimentés en biogaz fonctionnent en mélange pauvre (lean burn). Ce mode de fonctionnement permet d'atteindre des rendements élevés tout en minimisant la formation de NOx (cf. Figure 4). La combustion d'un mélange pauvre en carburant permet de limiter la formation de NOx thermiques conduisant à des teneurs inférieures à 500 voire 250 mg/m<sup>3</sup> à 5% d'O<sub>2</sub> sans dispositif de traitement des fumées. Le réglage réalisé lors des opérations classiques de maintenance cible les teneurs en NOx.

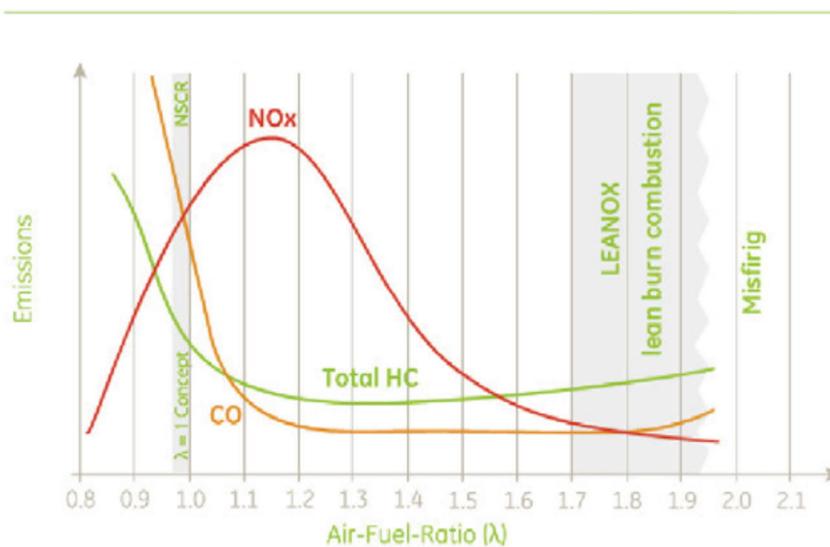


Figure 4 : Emissions de polluants en fonction du ratio air/carburant (Source Jenbacher)

L'influence de plusieurs paramètres sur les émissions de polluants a été étudiée, tels que :

- le ratio air / carburant (en intervenant sur la pression du turbocompresseur),
- l'avance à l'allumage,
- et la durée de l'étincelle.

En effet, outre la richesse du mélange, d'autres paramètres, tels que l'avance à l'allumage, qui agissent sur la température dans la chambre de combustion, interviennent également sur les émissions de NOx. De façon à atteindre une combustion complète (optimum de puissance délivrée et de rendement), l'étincelle

d'allumage doit se produire juste avant le point mort haut du piston. L'avance à l'allumage est exprimée en degré (°BTDC soit l'angle que fait la bielle par rapport à l'axe du piston). Elle intervient sur la pression dans la chambre et le temps de séjour des gaz à haute température donc sur les émissions de NOx.

Les mesures des polluants suivants : NOx, CO<sub>2</sub>, CO, COVNM, CH<sub>4</sub> et formaldéhyde ont été effectuées par l'Ineris sur une période d'une journée afin de mieux cerner la part de CH<sub>4</sub> imbrûlé émis et de caractériser le fonctionnement initial du moteur. L'Ineris est agréé par le Ministère chargé de l'environnement pour effectuer certains types de prélèvements et d'analyses à l'émission des substances dans l'atmosphère. Par ailleurs, l'Ineris est accrédité par la section Laboratoires du COFRAC pour son unité technique : Direction des Risques Chroniques (DRC) au titre du document de référence LAB REF 22 du COFRAC, depuis novembre 2009 : accréditation n°1-0157 – section essais - portée disponible sur [www.cofrac.fr](http://www.cofrac.fr).

Les résultats complets des mesures sont présentés en annexe 1. Dans l'analyse des données, seules les données d'émission de méthane sont exploitées.

#### **4.1.4 Modèle de dispersion et paramètres de configuration**

Le modèle Micro Swift Spray (MSS) (Moussafir et al., 2004 ; Tinarelli et al., 2007) développé par la société Aria Technologiques est destiné à simuler la dispersion de polluants gazeux ou particulaires dans un environnement complexe (terrain accidenté, présence d'obstacles...) sur une échelle spatiale de 500 m à 50 km. MSS a été développé à partir du modèle SPRAY ; il est intégré sous le nom d'Ariacity comme un plugin de la plateforme SIG ArcGIS. MSS intègre également le modèle de diagnostic du champ de vent Micro Swift (Aria Technologies, 1995). Le principe d'un modèle de dispersion tel que MSS est de suivre mathématiquement des particules virtuelles du panache pendant qu'elles se déplacent dans l'atmosphère. Le déplacement de ces particules est calculé grâce à la connaissance des champs de vents atmosphériques et de la turbulence du milieu. Les variables qui caractérisent la turbulence peuvent être définies en entrée du modèle, ou éventuellement déterminées en utilisant un modèle intégré basé sur la couche de surface. Le modèle détermine les concentrations de polluants en compilant l'ensemble des trajectoires d'un grand nombre de particules du panache.

#### **Modélisation de la dispersion du CH<sub>4</sub>**

Micro-Swift-Spray est utilisé pour réaliser les calculs de dispersion du CH<sub>4</sub> émis par les trois installations de méthanisation agricole.

#### **Méthodologie**

Pour l'estimation des flux de CH<sub>4</sub>, une méthode de proche en proche est appliquée. La méthode consiste à comparer les observations de terrain aux calculs du modèle et d'ajuster les flux pour les faire correspondre. Cela nécessite une bonne connaissance du fonctionnement de l'installation et des sources actives. La modélisation avec MSS est une méthode d'estimation numérique peu coûteuse et rapide à mettre en œuvre. Le modèle permet une estimation réaliste de l'écoulement et des concentrations de polluants dans l'atmosphère à l'échelle locale et indirectement une estimation rapide des flux. Cette méthode a été utilisée pour estimer indirectement les émissions de sources pour lesquelles les mesures directes sont difficiles (cf. ci-dessous).

Des tests de sensibilité ont également été réalisés avec MSS dans le but d'évaluer la contribution de chaque source dans les concentrations de méthane observées à la station de mesures. Pour ce faire, des conditions météorologiques représentatives de la période de la campagne de mesures sur chaque site ont été utilisées pour initialiser les calculs. Les données d'émissions utilisées pour chaque source proviennent soit de mesures directes à la source (fuites, rejets des moteurs de cogénération) ou d'estimations préalable à partir de facteur d'émission ou des données de dimensionnement des équipements telles que présentées ci-après (émissions de sources non mesurées directement). Ces tests permettent de différencier les gammes de concentration mesurées à la station de mesure comme représentatives d'un fonctionnement nominal de celles représentatives de situations non nominales. Ces dernières peuvent alors être observées plus précisément.

Les calculs du modèle MSS sont initialisés sur la base de données d'entrée détaillées ci-après.

#### **Données d'entrée du modèle**

Pour réaliser les modélisations, plusieurs étapes sont nécessaires notamment en ce qui concerne la configuration des sites qui sera déterminante dans le calcul de l'écoulement et de la dispersion par MSS. Tout d'abord, le domaine de calcul doit être déterminé, puis la représentation du bâti, la définition de la

topographie caractéristique du site, le positionnement de la station météorologique et des sources émettrices de méthane doivent être effectués. Les éléments permettant de réaliser cette configuration sont détaillés par les points suivants :

- La base de données BDTOPO de l'IGN ([https://geoservices.ign.fr/ressources\\_documentaires/Espace\\_documentaire/BASES\\_VECTORIELLES/BDTOPO/DC\\_BDTOPO\\_3-0.pdf](https://geoservices.ign.fr/ressources_documentaires/Espace_documentaire/BASES_VECTORIELLES/BDTOPO/DC_BDTOPO_3-0.pdf)) est utilisée pour représenter le bâti. Lorsque certains bâtiments sont inexistant dans cette base de données, ils sont ajoutés manuellement à l'aide de polygones construits dans le logiciel SIG ArcGIS (<https://desktop.arcgis.com/fr/arcmap/>). Les dimensions des bâtiments sont dans ce cas définies selon les informations recueillies sur le terrain et/ou à l'aide de Google Earth.
- La topographie du site est définie à partir de la base de données BDALTI de l'IGN ([https://geoservices.ign.fr/ressources\\_documentaires/Espace\\_documentaire/MODELES\\_3D/BDALTI2/DC\\_BDALTI\\_2-0.pdf](https://geoservices.ign.fr/ressources_documentaires/Espace_documentaire/MODELES_3D/BDALTI2/DC_BDALTI_2-0.pdf)). La résolution spatiale de cette couche relief est de 10m.

L'occupation des sols est définie à partir de l'inventaire biophysique CORINE Land Cover (<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/corine-land-cover-0>). Cet inventaire est produit par interprétation visuelle d'images satellites. L'échelle de production est le 1/100000.

Les sources émettrices de CH<sub>4</sub> identifiées sur le terrain sont représentées par des points caractérisés par leur hauteur (m), leur diamètre (m), leur vitesse d'éjection (m/s), leur température d'éjection (K) et leur flux (kg/h). Les émissions peuvent être considérées comme constantes ou évoluant chronologiquement sur la période de modélisation. Un fichier chronologique des émissions peut alors être utilisé.

Les données météorologiques, associées à une station de mesures, qui évoluent chronologiquement sont également indiquées en entrée du modèle. Les variables météorologiques nécessaires à la modélisation sont la vitesse du vent (m/s), la direction du vent (°), la température (°C), la nébulosité, les précipitations (mm/h) et la hauteur (m). Ces données seront utilisées par SWIFT pour le calcul du champ météorologique en 3D.

Dans ce travail, la résolution spatiale choisie pour toutes les simulations MSS est de 2 mètres. C'est une résolution qui permet de calculer de façon satisfaisante l'écoulement à l'échelle du site sans rendre les calculs trop lourds.

#### **4.1.5 Estimation des émissions de sources non mesurées directement:**

L'estimation indirecte des émissions de sources diffuses ou liées à des activités spécifiques sur le site a été réalisée ici par modélisation « inverse » (méthode par approche successive). La méthode est présentée ci-dessous puis l'estimation théorique des émissions est présentée source par source ; estimation utilisée en données d'entrée en première approche. Pour ce faire, les périodes à modéliser doivent être sélectionnées soigneusement (cf. 4.3 - traitement des données).

L'estimation du terme source (source diffuse ou ponctuelle) par modélisation inverse a déjà été éprouvée à l'Ineris. La méthode dite de proche en proche (ou inverse) consiste à simuler la dispersion d'un panache de polluant associé à une source, puis à comparer les concentrations du polluant mesurées sur le terrain et calculées par le modèle afin d'ajuster le flux de la source responsable du panache en faisant correspondre le modèle à la mesure. Le choix du modèle est principalement déterminé par la configuration du site étudié. Dans le cas d'un site caractérisé par une topographie faible (voire inexistante), des sources d'émissions de polluants élémentaires et éloignées de tout bâtiment, un modèle gaussien peut être utilisé (exemple du modèle ADMS, [https://www.numtech.fr/contenu/adms5\\_fr.pdf](https://www.numtech.fr/contenu/adms5_fr.pdf)). Lorsqu'il s'agit de sites plus complexes avec une topographie non négligeable, des sources complexes et situées à proximité de bâtiments pouvant influencer l'écoulement, un modèle lagrangien est préférablement utilisé (exemple du modèle Micro-Swift-Spray, MSS, Moussafir et al., 2004 ; Tinarelli et al., 2007). Ce type de modèle permet de représenter de façon réaliste l'écoulement en tenant compte de toutes les caractéristiques du site. Cette méthode a pu être appliquée, par exemple, dans le cadre de rejets industriels, pour l'estimation des émissions de NH<sub>3</sub> associées aux élevages porcins ou encore pour estimer la dispersion de particules dans le cas des feux de bagasses en outre-mer.

Le projet MethanEmis vise à réaliser une estimation des flux de CH<sub>4</sub> associés aux sources identifiées mais non quantifiées sur l'installation de méthanisation, et à corréliser des événements détectés (émissions ponctuelles de fortes intensité) avec des situations de fonctionnement du site. La méthode par modélisation inverse s'avère être une approche adaptée pour répondre à ces objectifs et a été choisie pour être utilisée pour la première fois dans ce contexte d'étude des installations de méthanisation. La

configuration des sites à modéliser étant complexe, le choix du modèle lagrangien et en particulier MSS s'est imposé.

### **Données d'émissions en première approche**

En première approche, les émissions de différentes sources ont été estimées à partir des données de dimensionnement des équipements sur site.

### **Les soupapes de sécurité**

Les rejets des soupapes de respiration des digesteurs et des post-digesteurs ou stockage de digestat (site n°2) ont été équipés d'une surveillance de température (thermocouple ATEX). Ce suivi a pour objectif d'identifier les profils et fréquences d'ouverture des soupapes. Pour évaluer les émissions associées, il faut accéder aux volumes émis. Ces volumes ont été estimés en se basant sur une étude menée en 2016 (Ineris, 2017) qui décrit les règles générales de dimensionnement à partir des pressions de service des soupapes et de la production nominale de biogaz de l'installation.

Le suivi des quantités (ou taux) de biogaz stocké, lorsque cette donnée est disponible en continu, aide à l'interprétation des raisons de l'ouverture des soupapes.

Plusieurs émissions ont été simulées pour les soupapes de sécurité en se basant sur leurs durées d'ouvertures : émissions au débit maximum (2 à 3 fois le débit de production de biogaz en fonction de la pression de service) sur une durée courte, émissions au débit de production de biogaz lorsque la durée d'ouverture excède plusieurs dizaines de minutes ; situation majoritaire. Des débits d'émission plus faibles (moyennés) ont également été estimés pour des profils d'ouverture sur plusieurs heures.

### **Les torchères**

Les émissions des torchères ont été estimées à partir de leur dimensionnement (débit de biogaz consommé) et de leur efficacité théorique. Sachant qu'il s'agit majoritairement de torchères à flamme ouverte, plusieurs efficacités ont été considérées en première approche : 90 %, 80 % et 50 %. En complément, lorsque la donnée était disponible, la durée de fonctionnement de la torchère a été consignée.

### **Les ouvrages ouverts ou couverts de stockage de digestat**

Les flux ont d'abord été estimés à partir du facteur d'émission de CH<sub>4</sub> pour du lisier digéré (1,6 kg CH<sub>4</sub>/t) identifié dans l'étude bibliographique (Ineris, 2015) et à partir du potentiel résiduel pour une dégradation correcte de la matière organique, estimé à 3 -5 % du CH<sub>4</sub> produit.

Pour les stockages tampons généralement utilisés pour faciliter la venue des pendillards sur le site, il a été considéré que les émissions seraient plus faibles compte tenu du fait que le digestat avait été préalablement stocké dans l'ouvrage principal.

L'identification de périodes sous les vents des stockages a permis, par approches successives, d'estimer leurs émissions par modélisation (cf. 5.2.1.1).

## Les opérations d'intervention sur les digesteurs

Durant la campagne de mesures sur le site n°2, un débâchage partiel du digesteur a été réalisé pour refaire l'étanchéité du système. En première approche, les émissions ont été estimées à partir de la production horaire de biogaz et la surface ouverte du digesteur. Ces données ont été modélisées pour être comparées à l'évolution de la concentration en méthane au point de mesure dans l'environnement proche. La difficulté réside dans la modélisation d'une situation dynamique détaillée dans la partie résultats (cf. 5.2.3).

## 4.2 Mesures réalisées

Les mesures ont été réalisées selon le calendrier suivant.

*Tableau 2 : calendrier des mesures réalisées sur les 3 sites sélectionnés*

	Site n°1	Site n°2	Site n°3
Surveillance concentration en CH <sub>4</sub> dans l'environnement proche	28 septembre au 12 décembre 2018	26 avril au 24 juillet 2019	3 octobre 2019 au 22 janvier 2020
Surveillance soupapes	28 septembre au 11 décembre 2018 avec interruption entre 14 octobre au 12 novembre (coupures électriques)	26 avril au 24 juillet 2019	12 au 21 novembre 2019, les 5 - 6 décembre, les 11-12 décembre et 21 - 22 janvier 2020: pannes du système d'acquisition
Mesures à l'émission (moteurs)	13 au 14 novembre 2018	Sans objet	03 au 04 décembre 2019
Campagnes de quantification des fuites	Du 13 au 15 novembre puis du 11 au 12 décembre 2018	12 et 13 juin puis 24 juillet 2019	11 et 12 décembre 2019 puis 21 et 22 janvier 2020

## 4.3 Traitement des données obtenues

### Pré-traitement des données

Un prétraitement des données est réalisé en amont des modélisations. Pour ce faire, les données provenant de la station météorologique et des appareils de métrologie sont recueillies dans le format spécifique aux fournisseurs des appareils. Afin de systématiser le processus de collecte et de traitement, un outil de prétraitement a été développé sous R. La Figure 5 présente le squelette de l'outil développé.

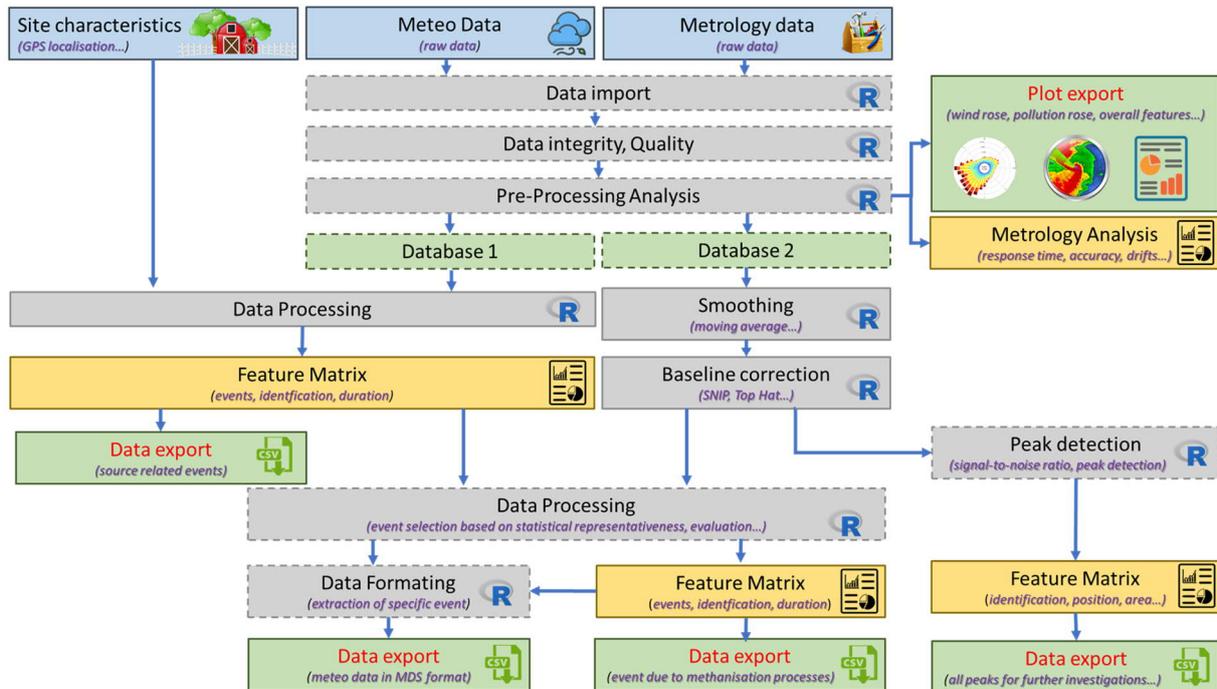


Figure 5. Illustration du prétraitement utilisé sur les données de mesure récoltées durant les campagnes de mesure.

Une fois les différents fichiers réunis, l'outil importe les données, vérifie l'intégrité et la qualité des informations puis génère deux bases de données, une pour les paramètres météorologiques et l'autre pour les concentrations mesurées.

Un rapport est édité afin de dresser un état des lieux général des conditions météorologiques rencontrées durant la campagne et des concentrations mesurées. Outre les statistiques classiques (moyennes, médianes, quartiles...), ce rapport est l'occasion de générer automatiquement et de consigner les roses des vents et des teneurs associées pour chaque site. Ces roses sont réalisées en utilisant le package Openair pour le logiciel R (Carslaw and Ropkins 2012).

A partir de la base de données météorologique et des caractéristiques du site de méthanisation, une première analyse est réalisée afin de déterminer les périodes durant lesquelles les mesures réalisées peuvent être associées à une source spécifique sur le site. Cette analyse prend notamment en compte le positionnement des sources vis-à-vis de l'analyseur, les temps de transfert entre les deux points et le temps de réponse de l'analyseur<sup>2</sup>. La liste des périodes de mesure sous les vents de chaque source est consignée dans un rapport reprenant à cette occasion les dates de début et de fin, la durée de la période et la source d'émissions associée. Les statistiques sont par ailleurs consignées pour connaître le nombre de périodes de mesure, la durée moyenne, les quartiles...

A partir de la base de données des teneurs mesurées, les statistiques associées à la distribution des concentrations des polluants sont déterminées et consignées. Pour faciliter l'exploitation, un lissage des

<sup>2</sup> Le temps de réponse du système d'acquisition est vérifié sur site à partir d'une bouteille « étalon » afin de prendre en compte les longueurs de tuyaux et les aménagements réalisés lors de l'installation de la remorque sur site.

données est réalisé et une détection automatique des pics de concentration est effectuée. La liste des pics est consignée alors dans un rapport reprenant les dates de début, de fin et les conditions météorologiques rencontrées durant ces pics.

Une fois ces deux premières analyses réalisées, les informations résultantes sont croisées. Le nombre de périodes pouvant donner lieu à des modélisations étant généralement élevée, une analyse de représentativité de chaque période sur la durée totale de la campagne est réalisée. A cette fin, les distributions des teneurs de polluants sous les vents d'une source d'émissions pour chaque période sont comparées à la distribution des concentrations du polluant mesurées pour l'ensemble des périodes sous les vents de la même source. L'analyse des moyennes, médianes et variances permet d'identifier des périodes représentatives du fonctionnement nominal du site de méthanisation ou a contrario des périodes de fonctionnement inhabituelle du site. A l'issue de cette identification, des fichiers exploitables par les outils de modélisation et reprenant les données météorologiques sont alors générés automatiquement par l'outil développé. Les teneurs en méthane sont également extraites et exportées afin qu'elles puissent être comparées aux valeurs obtenues lors des simulations. Un travail sur les lignes de base est également réalisé pour tenir compte des fluctuations locales et régionales des teneurs pour cette substance.

Les informations issues de ces premières analyses sont ensuite croisées avec les informations quant aux conditions de fonctionnement du site de méthanisation.

## 5. Principaux résultats obtenus

---

### 5.1 Analyse des données de surveillance environnementale

Dans cette section, un état des lieux des conditions météorologiques et des concentrations environnementales en CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> est présenté pour chaque installation de méthanisation agricole.

Les paramètres d'intérêt liés à la surveillance environnementale (direction, vitesse des vents et teneurs environnementales) sont ainsi présentés de manière indépendante :

- Les séries temporelles des teneurs en CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub> au niveau de la station de mesure et à l'échelle de la campagne sont présentées pour illustrer les niveaux enregistrés et leur évolution au cours du temps ;
- Les roses des vents permettent d'explicitier la provenance des vents au cours de la campagne ;
- Les roses de pollution (CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub>) en fréquence d'occurrence et percentiles permettent d'identifier l'origine des polluants. Par secteur de 10° d'angle, la première rose de pollution reprend la fréquence de la direction grâce à la taille des pétales et les teneurs du polluant dans cette direction grâce aux couleurs. La seconde rose propose une représentation des percentiles des concentrations moyennées par direction du vent afin d'identifier plus facilement l'influence des différentes sources sur le site.
- Les données enregistrées au niveau de la station de mesure sur l'ensemble de la campagne ont permis l'identification de périodes propices à une exploitation par modélisation (estimation indirecte des émissions de certaines sources). Cette appréciation a été faite selon différents critères : la station de mesure se trouve sous les vents de la source ciblée ;
- La dispersion des polluants est le moteur principal de leur transport. C'est pourquoi les vitesses de vent considérées sont les vitesses supérieures à 1,5 m.s<sup>-1</sup> ;
- La durée de la période est cohérente avec le temps de réponse de l'instrumentation employée pour le suivi du polluant considéré, i.e. au moins deux fois supérieures au temps de réponse du système<sup>3</sup>.

Cette analyse a permis d'identifier les périodes et durées d'évènements pour différentes gammes de concentration mesurées. Ces périodes ont été attribuées en fonction des directions de vent, aux différents secteurs (élevage, méthanisation, environnement).

---

<sup>3</sup> Il est à noter que le temps de réponse considéré tient compte du temps de réponse intrinsèque de l'appareil de mesure et du temps de transport de l'échantillon depuis la prise d'échantillonnage jusqu'à l'analyseur. En outre, ce temps a été vérifié expérimentalement sur chaque installation.

Dans ce qui suit, pour chaque site, les angles de vent sont présentés sur le domaine de modélisation. Cette représentation permet d'identifier rapidement les directions de vent à considérer pour la modélisation et notamment l'analyse de sensibilité. Les autres bâtiments correspondent à l'exploitation d'élevage. Ces représentations sont réalisées avec Arcmap. Le domaine de modélisation est en jaune, le bâti est représenté en bleu, les sources fixes de CH<sub>4</sub> sont indiquées par des triangles verts et la station de mesures par un carré rouge. A la station de mesures, l'influence des sources de CH<sub>4</sub> associée à la méthanisation est représentée par le cône de vent en pointillés rouges. La topographie du site est représentée par la couche relief en dégradé de gris. Pour les sites 1 et 3, l'orthophotographie, visible en arrière-plan, a été réalisée par drone.

### 5.1.1 Site n°1

La Figure 6 présente les moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs de méthane et de dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°1.

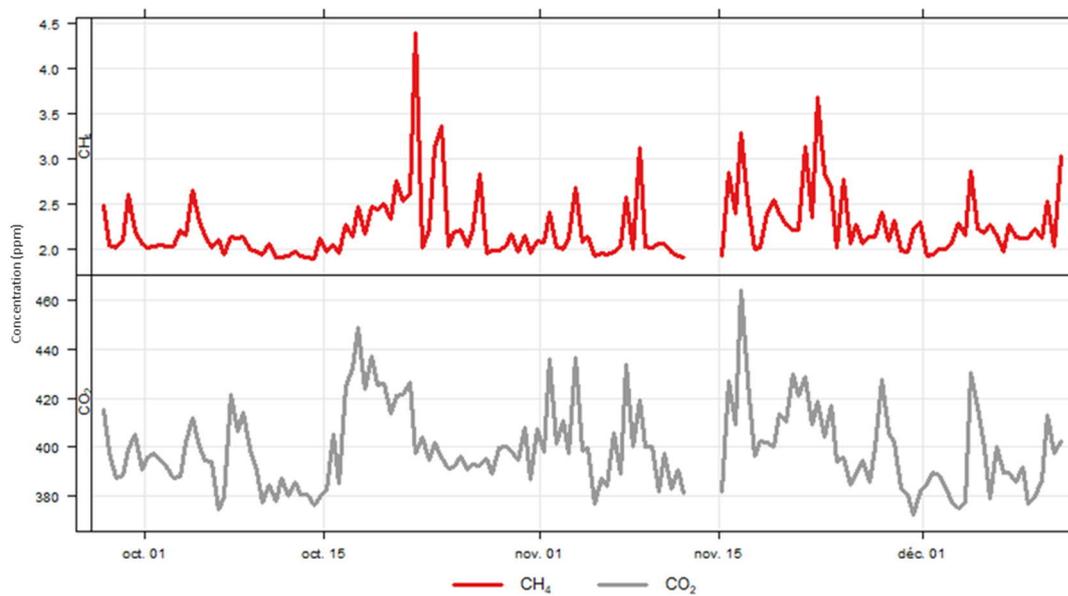


Figure 6 : Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure sur l'ensemble de la campagne de mesure réalisée sur le site n°1

Les conditions météorologiques relevées durant les 3 mois de campagne présentent une très forte proportion de vents très faibles à nuls (presque 70 %) et pouvant aller jusqu'à 8 m.s<sup>-1</sup>. La rose des vents et les angles de vents associés aux différentes sources sont présentés Figure 7.

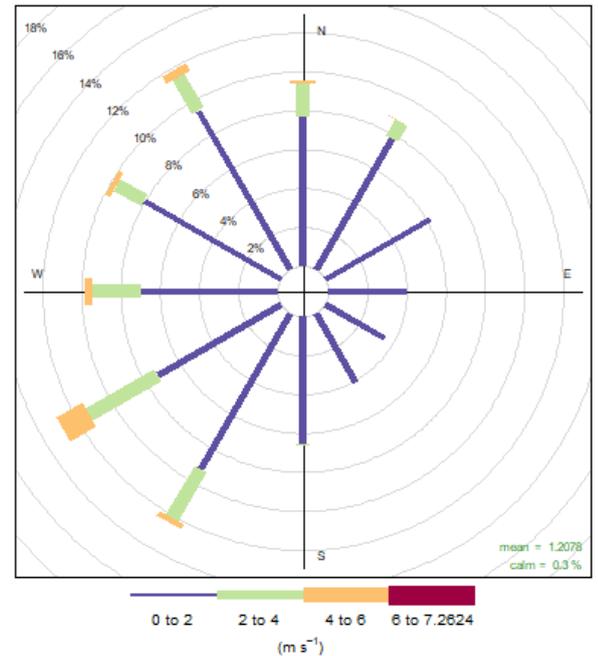
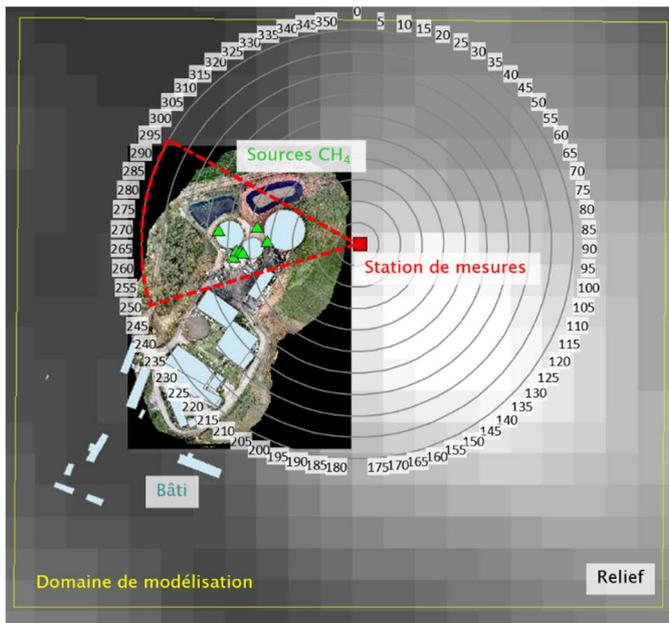


Figure 7. Angles de vent présentés sur le domaine de modélisation (à gauche). Rose des vents (à droite) : la taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction.

La rose des vents (Figure 7) montre que majoritairement pour l'ensemble des directions de vent, les conditions météorologiques sont plutôt calmes ( $0 - 2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) et préfigurent d'un mécanisme de transport des polluants principalement basé sur des phénomènes de diffusion. Cependant, des vitesses plus importantes existent sous les vents de l'élevage et de la méthanisation permettant l'analyse de situations intéressantes pour ce projet.

Les roses des concentrations en CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub> sont présentées, Figure 8, en fréquence (%) et en percentile pour chaque direction de vent. Ces figures illustrent le fait que le méthane mesuré à la station de mesure vient majoritairement de l'installation de méthanisation et de l'élevage. Les émissions provenant de l'élevage sont plus fréquentes que celles provenant de la méthanisation mais elles représentent des concentrations moyennes plus faibles. Le méthane est fréquemment mesuré en provenance d'un angle de vent compris entre l'élevage et la méthanisation. Donc les deux installations participent de manière importante aux émissions mesurées à la station ce qui est également démontrée par la rose des concentrations en percentile. Elle montre en effet la difficulté à différencier les deux installations. Ce constat concorde avec les résultats de la modélisation où des écarts d'un facteur 8 ont été identifiés entre les concentrations modélisées et les concentrations mesurées pour certaines périodes. Sur le terrain, la faible dispersion avait également été constatée, notamment le matin.

L'analyse des teneurs en CO<sub>2</sub> ne permet pas une interprétation plus approfondie.

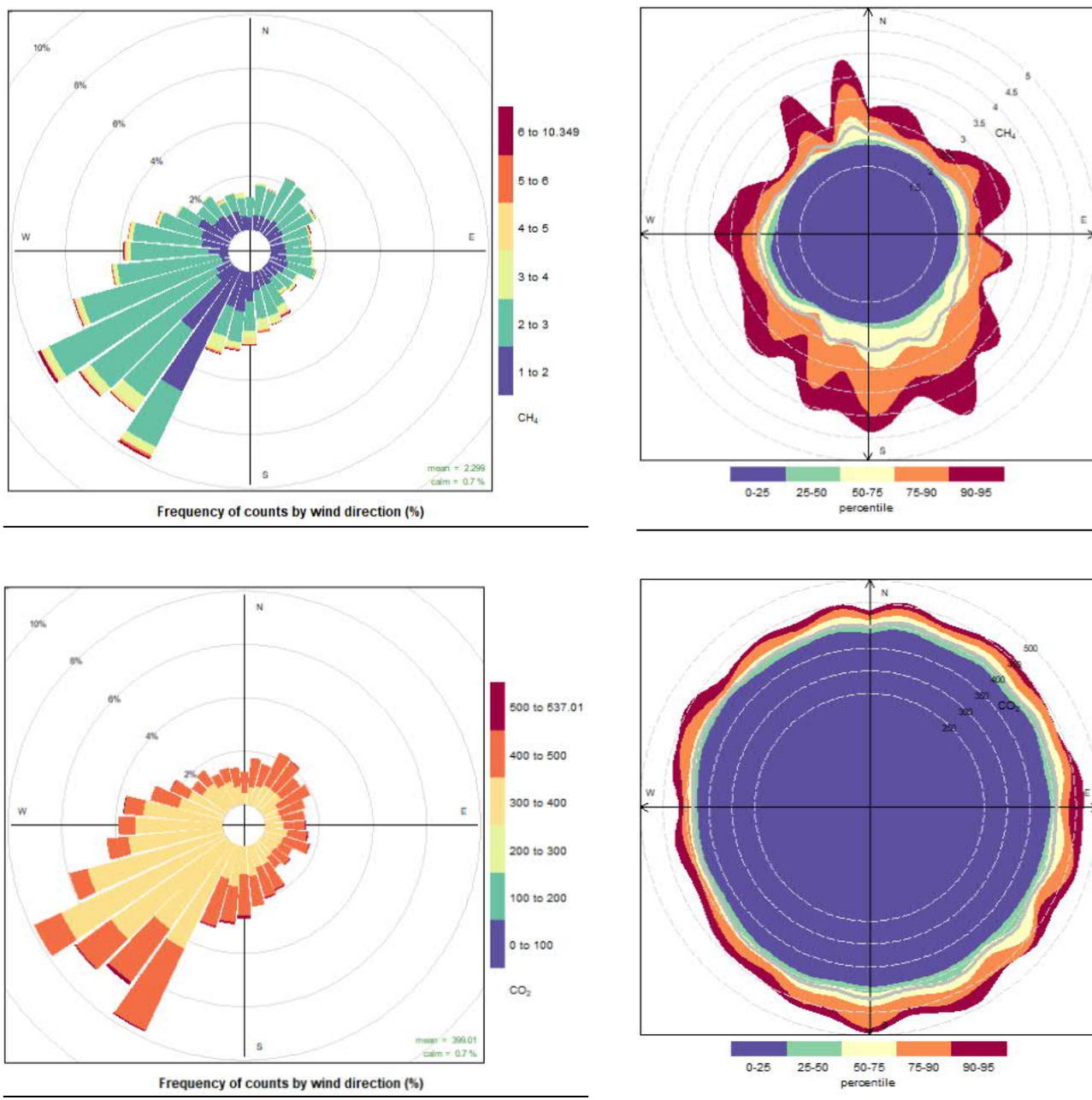


Figure 8 : Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°1. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°1. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris.

La Figure 9 présente l'évolution des concentrations en méthane sur un pas de temps d'une minute sur l'ensemble de la campagne de mesures. Les teneurs mesurées peuvent atteindre 50 voire 150 ppm. Une frise est représentée sur le graphique afin de mettre en évidence les périodes intéressantes décrites en introduction : sous les vents du site de méthanisation, avec des vitesses de vent supérieures à  $1,5 \text{ m.s}^{-1}$  et d'une durée suffisante. Ces périodes sont indiquées en rouge sur la frise et les périodes qui ne répondent pas aux critères sont en jaune. Ces périodes intègrent des gammes de concentrations variées montrant l'influence de la méthanisation. Les concentrations les plus importantes sont rencontrées fin octobre lors des arrêts répétés du moteur n°1 jusqu'à sa réparation.

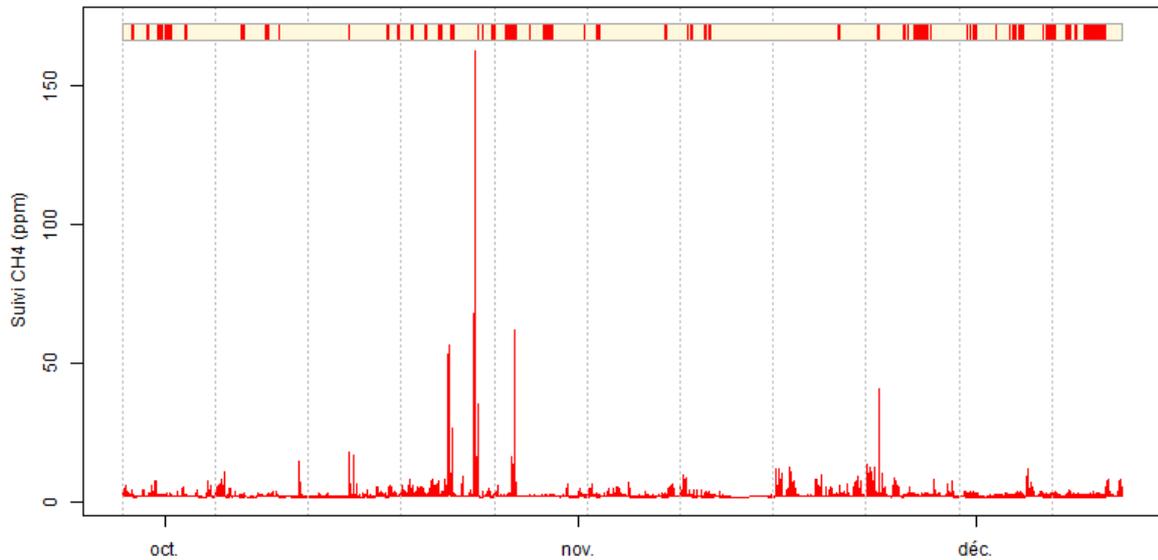


Figure 9 : Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°1. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.

### 5.1.2 Site n°2

La Figure 10 présente les moyennes glissantes sur 12 h des séries temporelles des teneurs de méthane et de dioxyde de carbone enregistrées à la station de mesure. Les teneurs moyennes (12h) en méthane sont comprises entre 1,8 ppm (le bruit de fond atmosphérique du méthane) et 3,5 ppm, pour une moyenne de  $2,08 \pm 0,5$  ppm. Sur les mêmes périodes, le dioxyde de carbone varie de 380 ppm à 868 ppm et une moyenne de  $420 \pm 42$  ppm. Le niveau atmosphérique en  $\text{CO}_2$  est de l'ordre de 400 – 500 ppm.

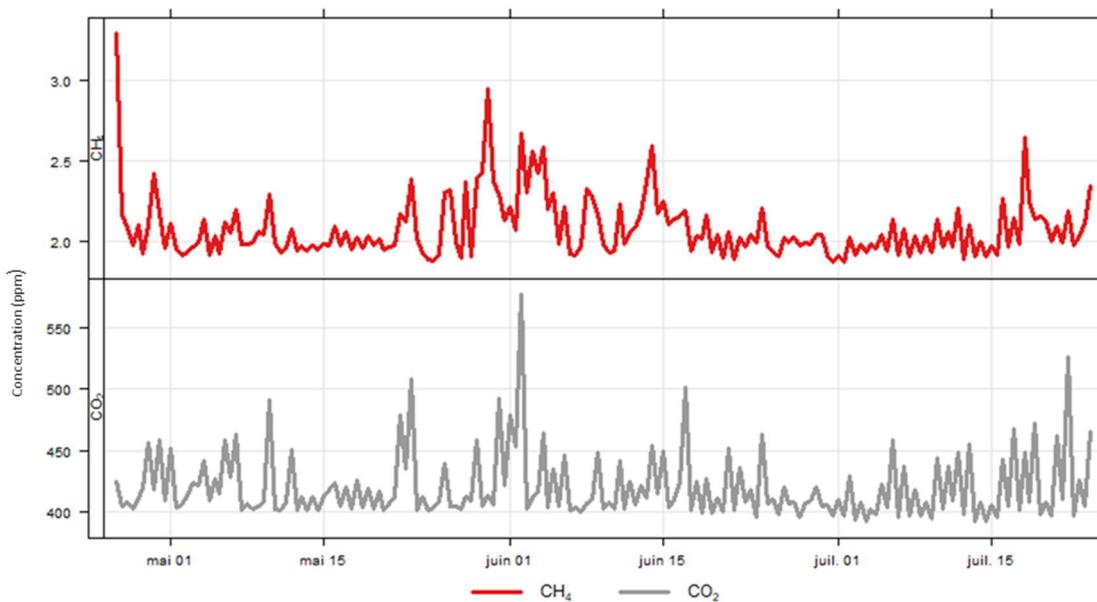


Figure 10. Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°2.

Les conditions météorologiques relevées durant les 3 mois de campagne (26 avril au 24 juillet 2019) sont dans les normales saisonnières et ce, avec des vents en moyenne supérieures à 2,5 m.s<sup>-1</sup> tout angle confondu et pouvant aller jusqu'à 15,7 m.s<sup>-1</sup>.

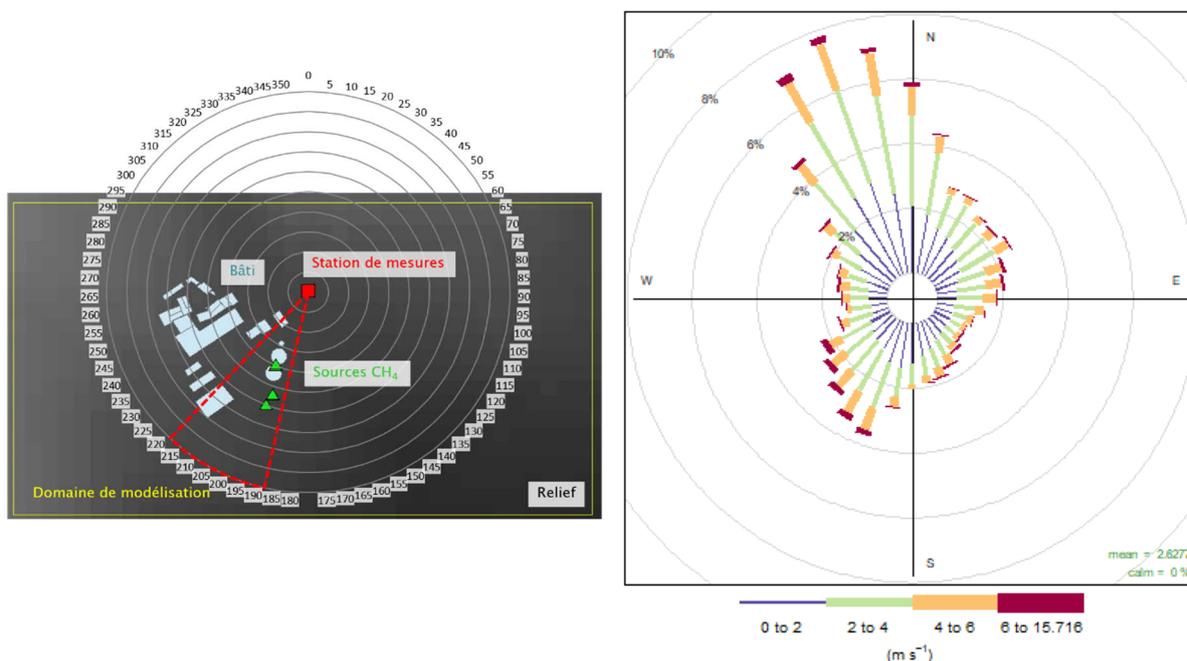


Figure 11. Rose des vents pour le site n°2. Les secteurs sont découpés en angles de 10°. La taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction.

La distribution essentiellement bimodale de la rose des vents (Figure 11) amène à considérer deux secteurs. Le premier situé dans le secteur nord-ouest [325 ; 355] ° présente une prédominance des vents à 2 m.s<sup>-1</sup> (~5 % d'apparition en fréquence pour chaque portion de 10° d'angle). Le second secteur compris entre [185 ; 235] ° présente une prédominance des vents supérieurs à 2 m.s<sup>-1</sup> (entre 2 et 3 % pour chaque portion de 10° d'angle du secteur considéré) et présente par ailleurs une fréquence plus importante pour les plus hauts percentiles. Ce secteur comprend l'installation de méthanisation.

La Figure 12 présente les concentrations en fréquence et en percentile. Elle met en évidence l'influence de l'installation de méthanisation sur les teneurs en méthane mesurées à la station. En revanche, aucune direction préférentielle n'est mise en évidence pour identifier l'origine du CO<sub>2</sub>.

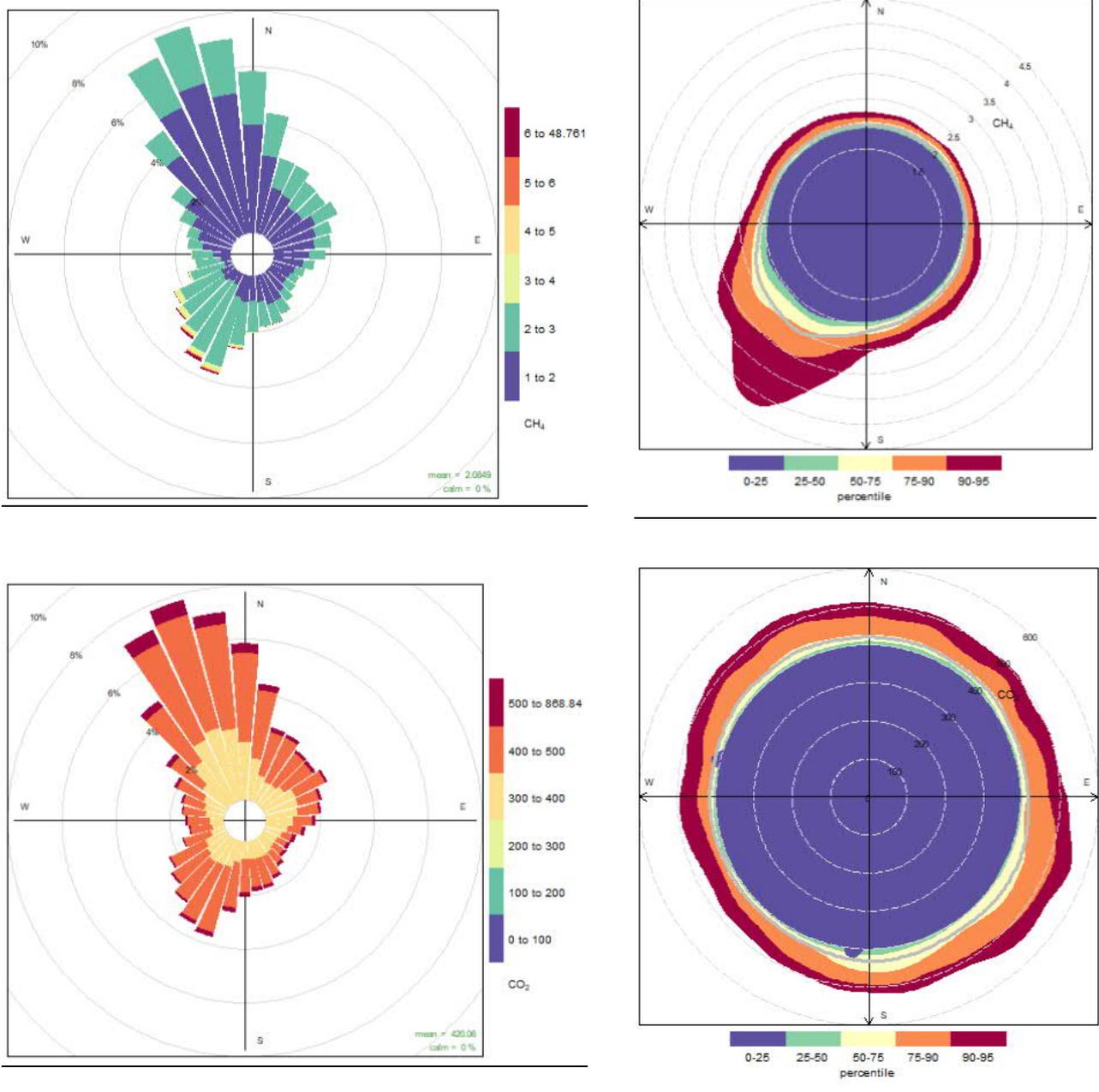


Figure 12. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°2. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°2. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris.

La Figure 13 présente l'évolution des concentrations en méthane sur un pas de temps d'une minute sur l'ensemble de la campagne de mesures. Les teneurs mesurées peuvent atteindre 10 ppm voire 50 ppm. Une frise est représentée sur le graphique afin de mettre en évidence les périodes intéressantes décrites en introduction : sous les vents du site de méthanisation, avec des vitesses de vent supérieures à 1,5 m.s<sup>-1</sup> et d'une durée suffisante. Ces périodes sont indiquées en rouge sur la frise et les périodes qui ne répondent pas aux critères sont en jaune. Ces périodes intègrent des gammes de concentrations variées montrant l'influence de la méthanisation.

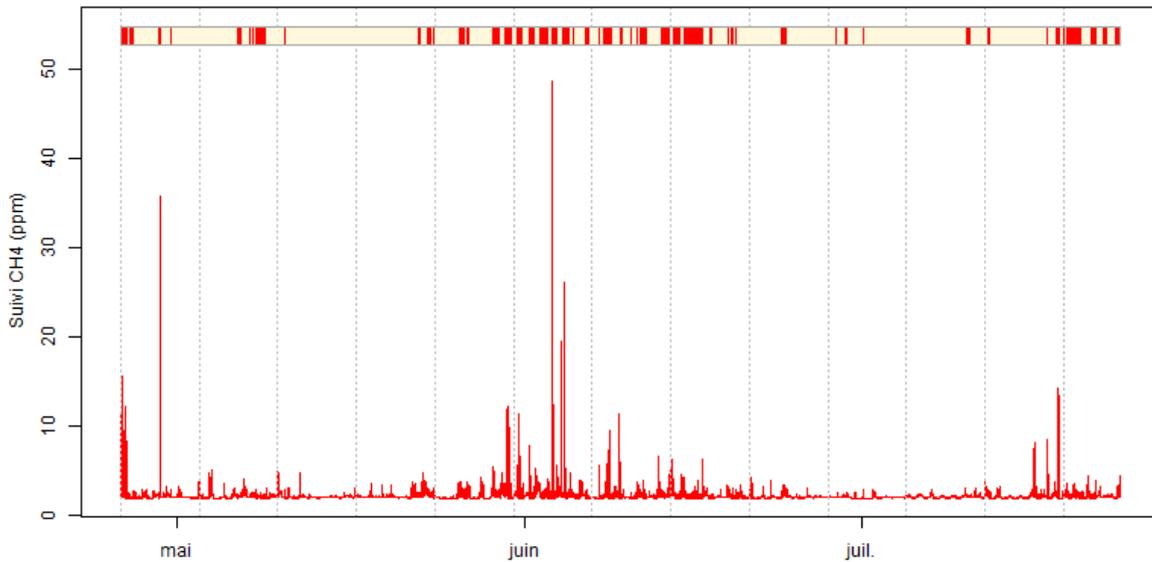


Figure 13. Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°2. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.

### 5.1.3 Site n°3

La Figure 14 présente les moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs de méthane et de dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°3. Les variations de méthane sont comprises entre 1,8 ppm (le bruit de fond atmosphérique du méthane) et 3 ppm, pour une moyenne de  $2,70 \pm 0.76$  ppm. Sur les mêmes périodes, le dioxyde de carbone varie de 190 ppm à 482 ppm avec une moyenne de  $420 \pm 60$  ppm.

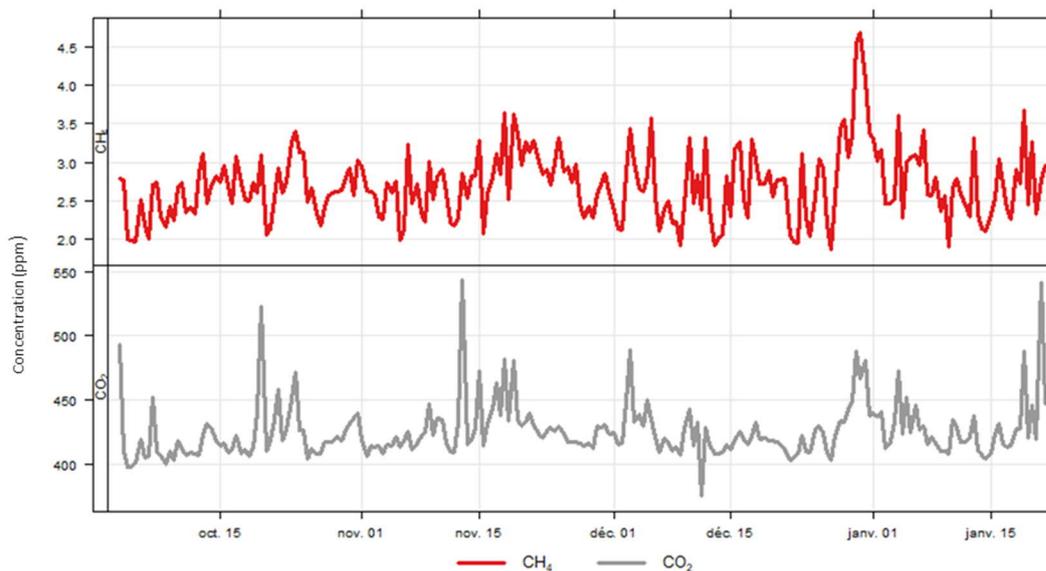


Figure 14. Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°3.

Les conditions météorologiques relevées durant les 3 mois de campagne sont dans les normales saisonnières, avec des vents en moyenne supérieures à  $2,9 \text{ m.s}^{-1}$  toute direction confondue et pouvant atteindre  $17,3 \text{ m.s}^{-1}$ .

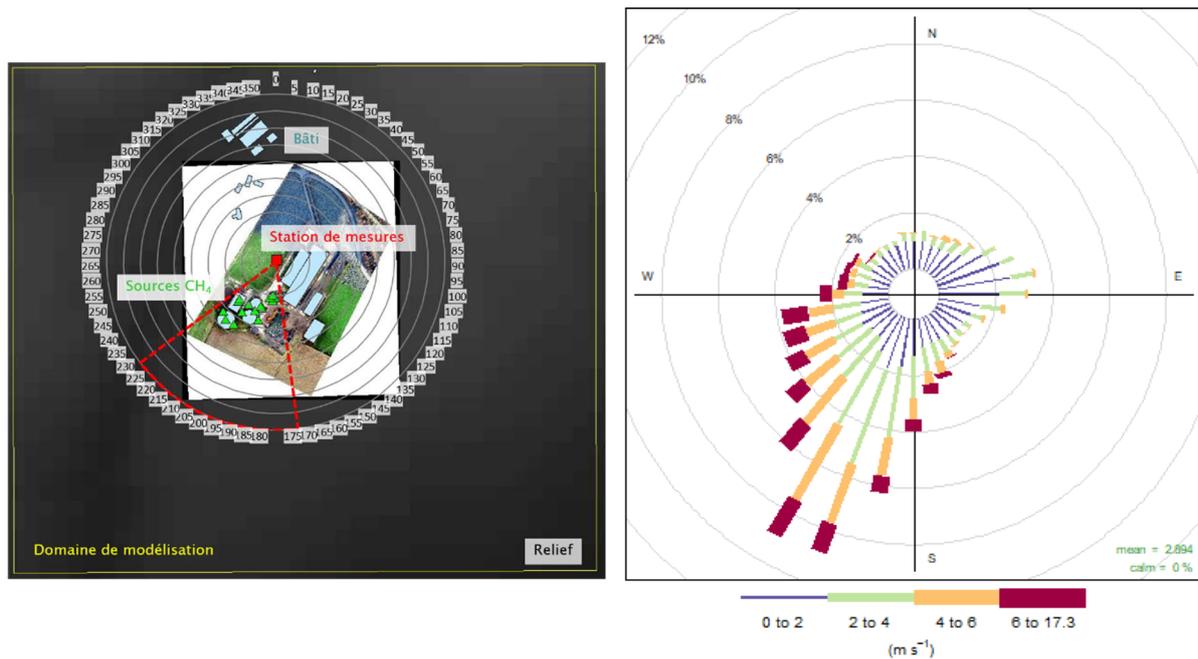


Figure 15. Rose des vents pour le site n°3. Les secteurs sont découpés en angles de 10°. La taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction.

La distribution multimodale de la rose des vents (Figure 15) amène à considérer trois secteurs.

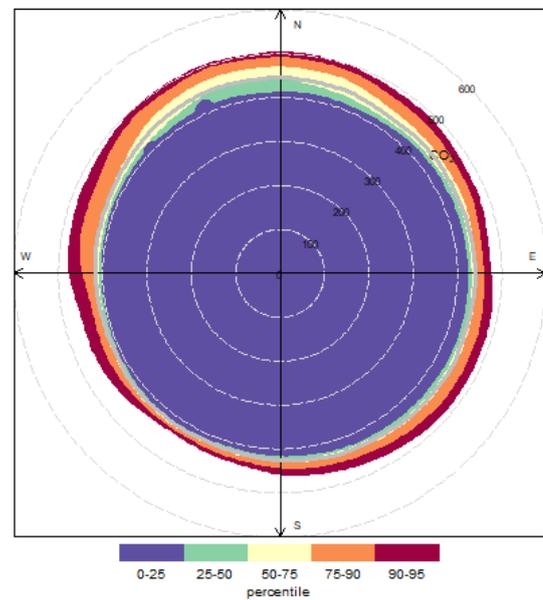
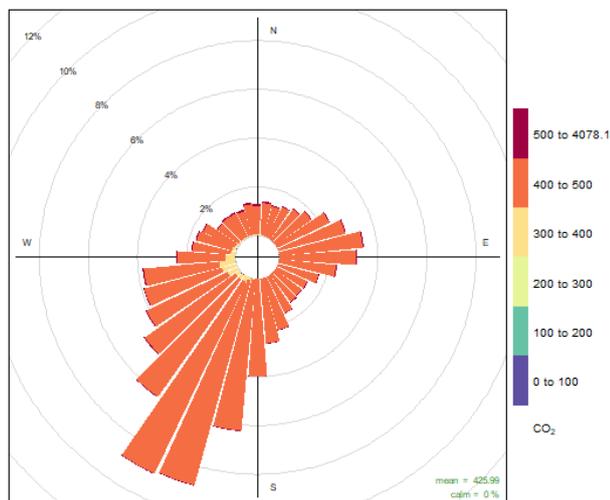
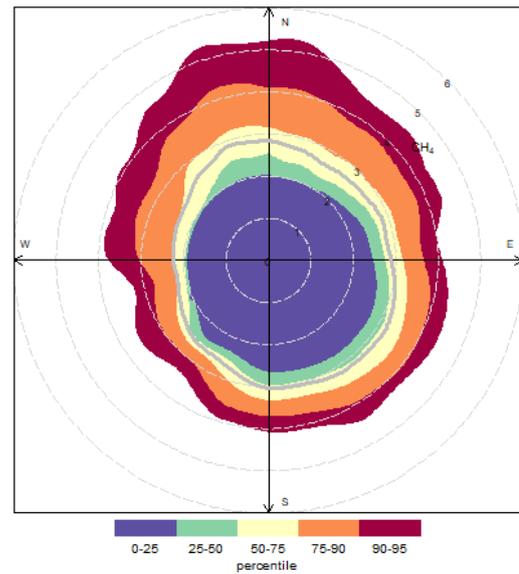
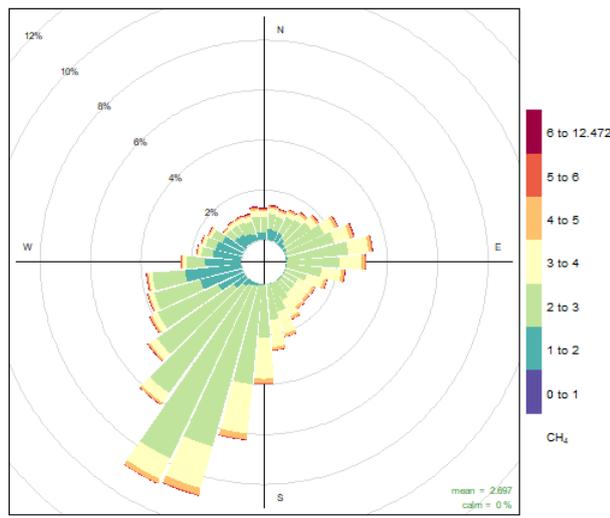
Le premier situé dans le secteur nord-est/est centré sur 80° et s'étendant de [305° ; 115°] présente une prédominance des vents faibles (< 2 m.s<sup>-1</sup>). Un bâtiment d'élevage se situe dans la partie la plus à l'est et contribue certainement à la présence de vents faibles en se comportant comme un pare-vent. Le deuxième secteur dans le cadran sud-ouest s'étend sur la plage [185 ; 225°] avec une prédominance des vents de vitesse supérieure à 2 m.s<sup>-1</sup> (>10 % en fréquence pour l'ensemble du secteur). Ces directions intègrent la plupart des ouvrages de méthanisation. La prédominance des vents favorisant la dispersion des émissions est donc favorable à l'identification de périodes propices aux études de modélisation du projet.

Le dernier secteur dans le cadran ouest s'étend sur la plage [240 ; 305°] avec deux modes à 245° et 300°. Ce secteur présente également une prédominance des vents supérieurs à 2 m.s<sup>-1</sup>, semblant ainsi indiquer que la dispersion est certainement le mode de dispersion principal. Ces directions sont associées à la mesure du bruit de fond.

La rose des teneurs en fréquence et percentile (Figure 16) met en évidence la présence de source de méthane dans l'environnement et l'influence modérée de l'installation de méthanisation, entre 2 et 4 ppm. En effet, les fréquences de détection de méthane en provenance de l'installation de méthanisation sont importantes mais les concentrations les plus élevées proviennent de l'environnement du site. Plusieurs hypothèses peuvent être formulées pour expliquer ce constat en complément du fait que d'autres installations agricoles sont présentes aux alentours :

- le système de mesure employé pour cette campagne n'affichait pas un temps de réponse « terrain » suffisamment court (>20 min) pour percevoir les épisodes de fortes concentration (identifiés comme courts sur les autres) ;
- les contributions du bruit de fond sans doute élevées par nature ont été sur-représentées du fait des conditions de transport des polluants pour ces directions. En effet, pour ces directions, la grande majorité des vents ont des vitesses inférieures à 2 m.s<sup>-1</sup>, ce qui signifie que la diffusion prédomine sur les autres modes de transport et les conditions favorisent donc l'apparition de « poches » de polluants ou des stagnations de polluants.

La rose des teneurs en CO<sub>2</sub>, n'indique pas de direction préférentielle pour l'identification de source majoritaire de CO<sub>2</sub>.



Frequency of counts by wind direction (%)

Figure 16. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°3. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°3. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris.

De la même manière que sur les sites précédents, une combinaison de filtres est appliquée sur les séries temporelles du méthane. Les teneurs de méthane mesurées à la station de mesure (pas de temps de 1 minute) sont présentées sur Figure 17. Il est ainsi possible de constater des teneurs supérieures à 10 ppm et pouvant aller jusqu'à 12 ppm. En tenant compte des critères évoqués en introduction de cette section pour identifier les périodes de durée suffisante durant lesquelles la station de mesure se trouve sous les vents du site, pour des vitesses de vent supérieures à 1,5 m.s<sup>-1</sup>, une frise présente les périodes exploitables. Ces dernières sont repérées en rouge alors que les périodes qui ne répondent pas aux critères sont en jaune. Contrairement aux autres sites, de nombreuses périodes sont exploitables en modélisation. En revanche, le temps de réponse de l'instrumentation (> 20 min) pour ce site limite les comparaisons modèle / mesure car les événements recherchés durent généralement quelques minutes.

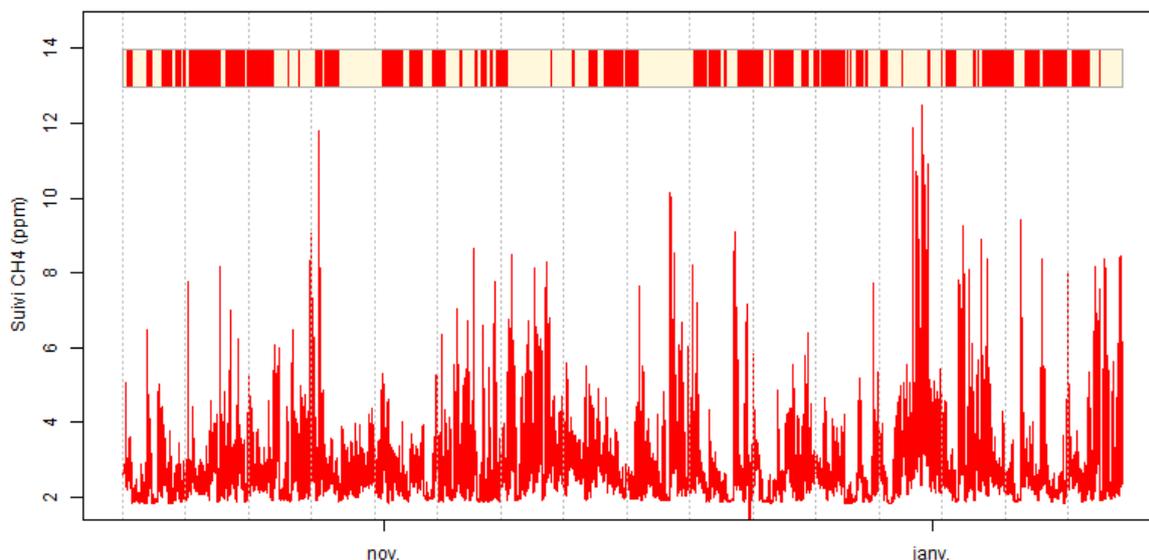


Figure 17. Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°3. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.

#### 5.1.4 Analyse de sensibilité

Des tests de sensibilité ont été réalisés avec MSS tels que décrits dans la partie méthodologie. Les données d'entrée du modèle de dispersion atmosphérique sont les conditions météorologiques et les émissions des différentes sources. Les conditions météorologiques choisies sont représentatives des conditions rencontrées sur le site et donc spécifiques à chaque site. Les émissions en CH<sub>4</sub> des différentes sources ont été déterminées telles que présentées dans la partie méthodologie à partir de mesures directes, d'estimations ou de modélisation « inverse ». Ces tests de sensibilité ont été réalisés avec deux objectifs : déterminer l'impact de chaque source sur les concentrations mesurées à la station de mesure par activation des sources une à une et identifier des situations qui impliqueraient d'autres sources non jugées prioritaires en première approche. Ces tests permettent également de simuler différentes émissions pour certaines sources. C'est le cas notamment pour les soupapes et la torchère.

Pour le site n°1, les conditions météorologiques sont résumées dans le tableau ci-dessous. La vitesse de vent moyenne mesurée lors de la campagne sur site (1,2 m/s) est considérée comme représentative des conditions de la campagne et est utilisée pour ces simulations. Par ailleurs, l'angle de vent à 270° a été jugé optimal pour observer le panache de CH<sub>4</sub> associé à l'installation de méthanisation.

Tableau 3 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°1.

	Échéance	Vitesse vent (m/s)	Direction vent (°)	Température (°C)
Météo	29/10/18 13:00	1,2	270	6
	29/10/18 13:30	1,2	270	6

Les résultats des simulations sont présentés sur la Figure 18.

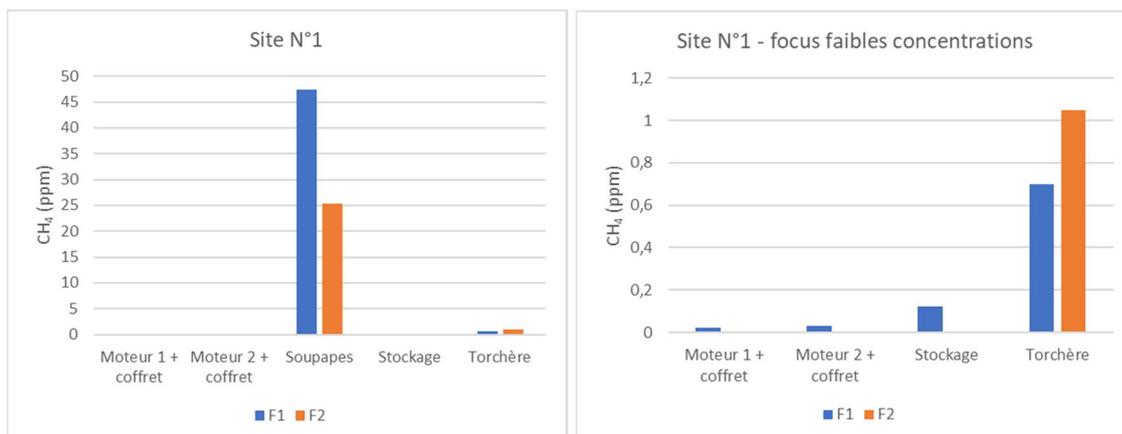


Figure 18 : Concentrations de  $CH_4$  (en ppm) au niveau de la station de mesures après simulation par MSS à partir d'une météorologie de type académique dans le cadre des tests de sensibilité du site N°1

Pour le site n°2, les conditions météorologiques représentatives de la période de campagne de mesures sont présentées dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°2.

Météo	Échéance	Vitesse vent (m/s)	Direction vent (°)	Température (°C)
	2/6/19 13:00	2,39	205	15
	2/6/19 13:30	2,39	205	15

La vitesse de vent moyenne mesurée est jugée représentative sur la période de campagne de mesures et est utilisée pour les simulations. Par ailleurs, la direction de vent à 205° a été identifiée comme étant la direction de vent optimale pour mesurer le panache émis par l'installation de méthanisation à la station (Figure 19).

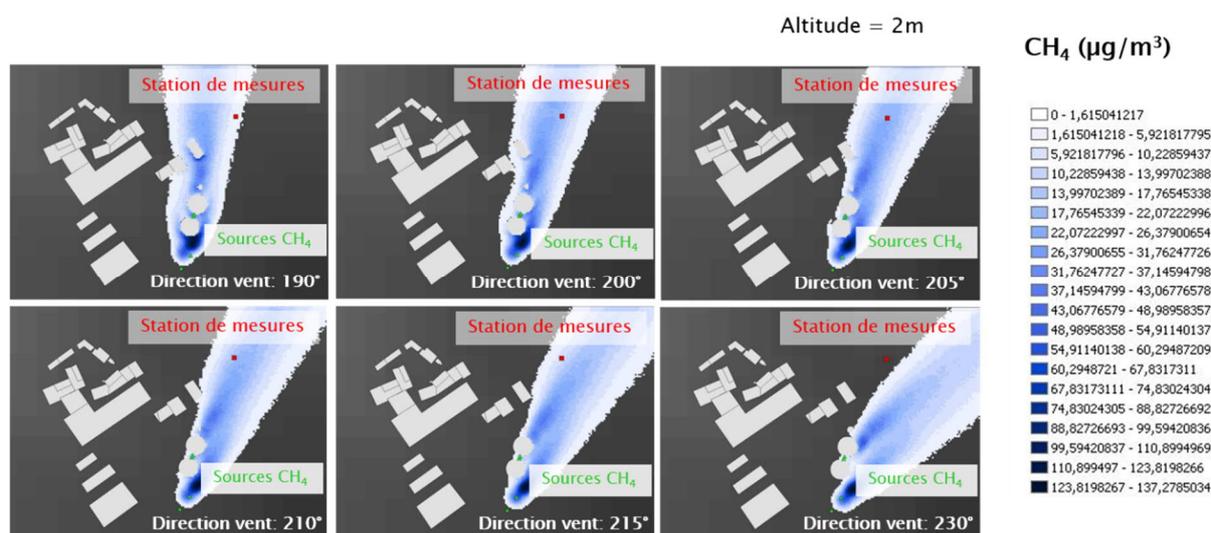


Figure 19 : Dispersion d'un panache de  $CH_4$  (en  $\mu g/m^3$ ) émis par les sources associées à l'installation de méthanisation sur le site N°2 par le modèle MSS. La dispersion est réalisée à partir de différentes directions de vent (190°, 200°, 205°, 210°, 215° et 230°).

Par ailleurs, le profil vertical des concentrations de CH<sub>4</sub> modélisées par MSS (Figure 20) montre que la station de mesures se situe en contre bas du panache associé aux émissions de l'installation. En effet, le maximum des concentrations serait plutôt observé à 6 mètres de hauteur. Néanmoins, cela ne devrait pas affecter la suite des estimations pour ce site.

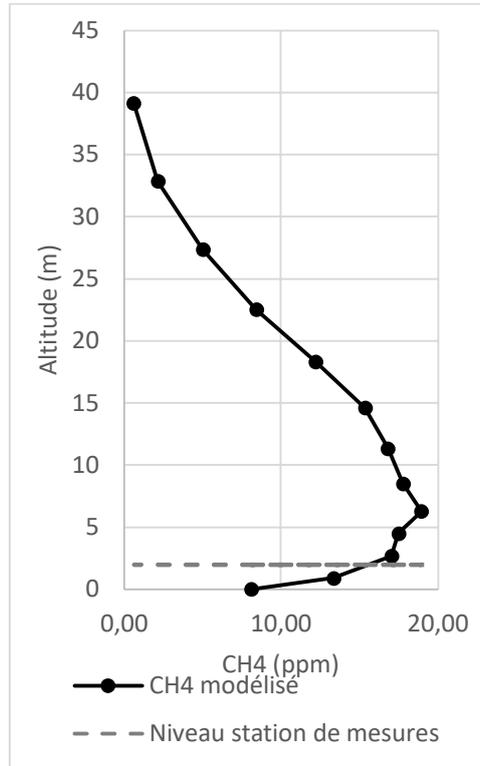


Figure 20 : Profil vertical des concentrations de CH<sub>4</sub> (en ppm) simulées par le modèle MSS à l'issue du test de sensibilité où les sources connues sont toutes considérées.

Les résultats des simulations sont présentés Figure 21.

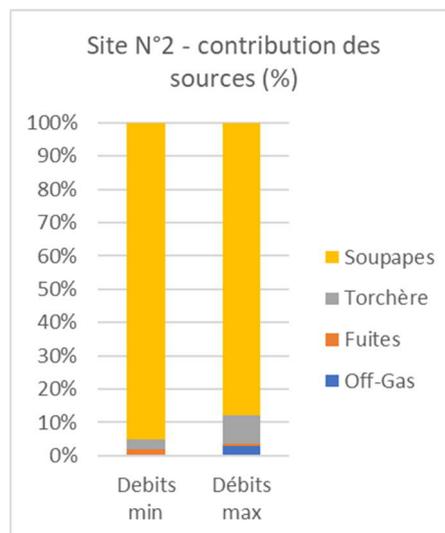


Figure 21 : Contribution des sources pour le site N°2 en considérant les types de fonctionnement de flux minimal et maximal dans le cas de simulations MSS initialisées à partir d'une météorologie de type académique

Pour le site n°3, la vitesse du vent choisie (2,5 m/s) correspond à la vitesse moyenne pour la campagne de mesures. Les simulations ont été réalisées en première approche pour trois directions de vent majoritaires sur le site (205°, 215° et 225°) et sur deux périodes de la campagne, le 15/12/2019 et le 01/01/2020 entre 13h et 13h30 afin de représenter de façon réaliste l'activation des fuites avant réparation (F1) et après réparation par l'exploitant (F2, F3 et F4), respectivement.

Tableau 5 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°3.

Météo 1	Échéance	Vitesse vent (m/s)	Direction vent (°)	Température (°C)
	15/12/19 13:00	2,5	205, 215 ou 225	9
	15/12/19 13:30	2,5	205, 215 ou 225	9

Météo 2	Échéance	Vitesse vent (m/s)	Direction vent (°)	Température (°C)
	1/1/20 13:00	2,5	205, 215 ou 225	9
	1/1/20 13:30	2,5	205, 215 ou 225	9

A titre d'exemple, la dispersion du CH<sub>4</sub> simulée par MSS à 13h30 en activant toutes les sources (moteurs et fuites) pour les angles de vent considérés (205°, 215° et 225°) est présentée par la Figure 22.

L'écoulement calculé est cohérent. La station de mesures « voit » le centre du panache caractérisé par des niveaux de concentrations de CH<sub>4</sub> maximaux pour un angle de vent de 225° pour lequel l'influence des moteurs semble être la plus importante.

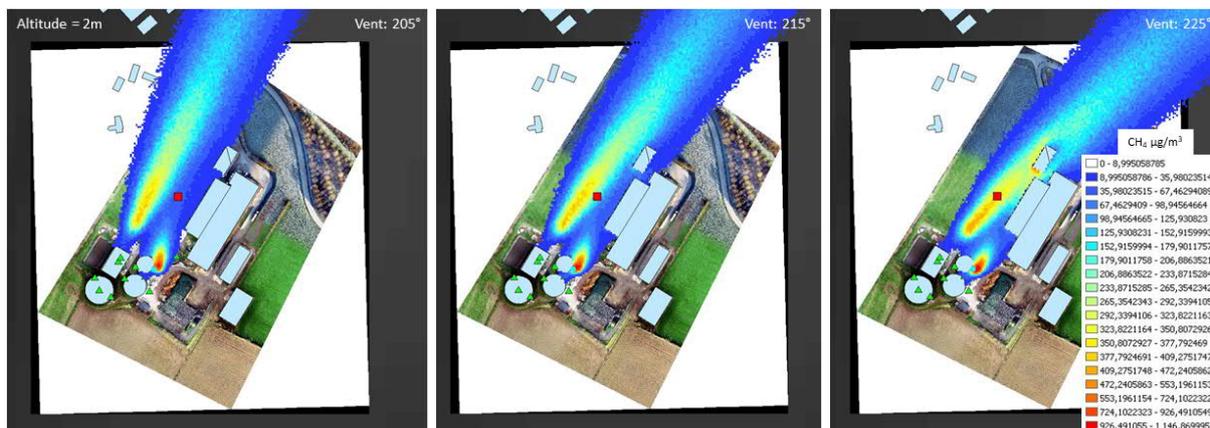


Figure 22: Dispersion du CH<sub>4</sub> (en µg/m<sup>3</sup>) calculée par MSS à partir d'une météorologie académique pour des directions de vent de 205°, 215° et 225° sur le site N°3.

Les simulations montrent que la direction de vent d'angle 205° rend compte principalement de l'influence des fuites sur les concentrations de CH<sub>4</sub> mesurées à la station. L'angle de 215° permet d'expliquer l'effet des fuites (dans une moindre mesure) et des moteurs. L'influence des fuites devient moins importante lorsque l'on considère l'angle de 225° alors que les moteurs impactent davantage les concentrations de CH<sub>4</sub> mesurées à la station. Pour cet angle de vent, les concentrations de CH<sub>4</sub> calculées peuvent atteindre entre 0,55 et 0,64 ppm du fait de l'activité des moteurs et des fuites (Figure 23).

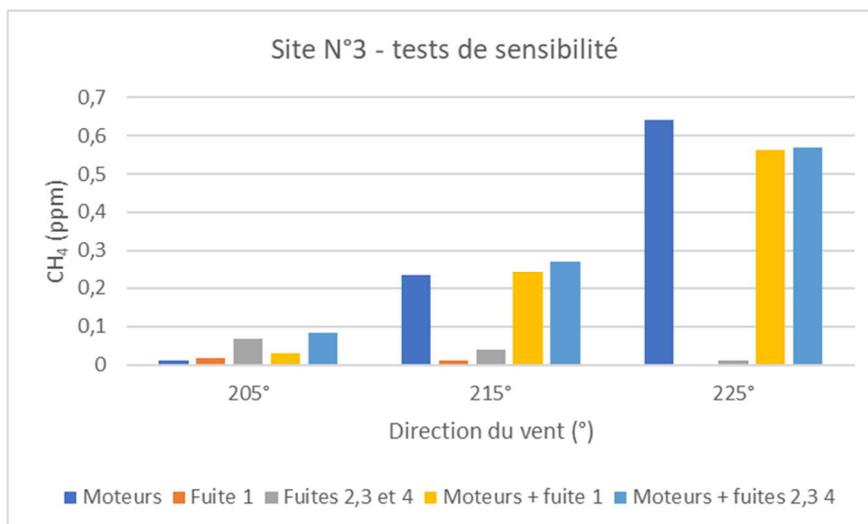


Figure 23 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (en ppm) simulées par MSS, résultantes des émissions associées aux sources connues de l'installation de méthanisation pour différentes directions de vent (205°, 215° et 225°) sur le site N°3.

## 5.2 Emissions source par source

### 5.2.1 En fonctionnement nominal

#### 5.2.1.1 Sources continues :

##### Moteurs - mesures :

Les résultats des mesures réalisées à l'émission des moteurs sont détaillés en annexe 1. Ils sont rapportés aux conditions standard et de référence pour être éventuellement comparés aux valeurs limites d'émissions.

Dans le cadre de cette étude, les émissions de méthane considérées sont les émissions en conditions réelles de température, d'humidité et teneurs en O<sub>2</sub>. En effet la modélisation de la dispersion atmosphérique se base sur les conditions réelles d'émissions. C'est pourquoi les données d'émissions corrigées telles que présentées en annexe 1 ne sont pas utilisées ici.

Les résultats des sites 1 et 3 sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6 : Emissions de méthane au rejet des moteurs de cogénération sur les sites 1 et 3 ; émissions exprimées en débit et en flux massique

	[CH <sub>4</sub> ] mg/m <sup>3</sup>	Température (°C)	Vitesse émission (m/s)	Flux CH <sub>4</sub> kg/h
Site 1				
Moteur 1 (140 kWe)	130	180	20,4	0,16
Moteur 2 (190 kWe)	158	180	20,4	0,26
Site 3				
Moteur 1 (265 kWe)	1 064	146	22,8	1,99
Moteur 2 (250 kWe)	728	146	21,5	1,28

##### Epuration du biogaz en biométhane – rejet résiduaire du système d'épuration :

Sur le site n°2, les teneurs en CH<sub>4</sub> dans le rejet résiduaire du système d'épuration membranaire ont été évaluées par ECS à plus de 5 % en volume. Cependant, comme une quantification précise n'a pas

été possible, les simulations ont été réalisées sur plusieurs taux d'émission : 1, 5 et 10 %. La valeur de 1 % est la valeur cible des fournisseurs.

### Ouvrages de stockage de digestat ouvert / couvert – estimation indirecte :

L'estimation des flux de CH<sub>4</sub> émis par les stockages de digestat a été réalisée sur les sites n°1 et n°3.

Pour le site n°1, les émissions du stockage de digestat partiellement couvert sont recherchées. Ce stockage était initialement associé à une membrane de stockage du biogaz qui s'est effondrée et partiellement déchirée et qui recouvre actuellement une partie du digestat brut stocké. La quantité de biogaz collectée à cette étape était très faible et ne permettait pas de maintenir la membrane sous tension.

L'objectif des simulations est d'estimer en moyenne sur une période assez longue le flux de CH<sub>4</sub> associée à cette source. Pour cela, il est nécessaire d'identifier une période de mesures de plusieurs minutes (voire heures) pour laquelle : (i) la direction du vent permet d'enregistrer la dispersion de CH<sub>4</sub> associée aux émissions de méthanisation et (ii) l'installation est caractérisée par un fonctionnement nominal c'est-à-dire avec une activité normale des sources permanentes sans activation de la torchère et des soupapes.

La période du 29/10/2019 entre 10h40 et 15h40 a été retenue pour réaliser la modélisation. Les conditions de vent sont favorables et de nombreux événements de plus fortes concentrations de CH<sub>4</sub> sont remarquables dans les observations (Figure 24). Pour cette simulation, les deux moteurs et les fuites au niveau de la trappe d'accès sont considérés comme sources actives. A partir d'émissions estimées théoriquement (cf. 4.1.5-méthodologie), il s'agit si possible d'ajuster le flux par comparaison des résultats de modélisation et des observations réelles de concentrations de CH<sub>4</sub> par la méthode de proche en proche.

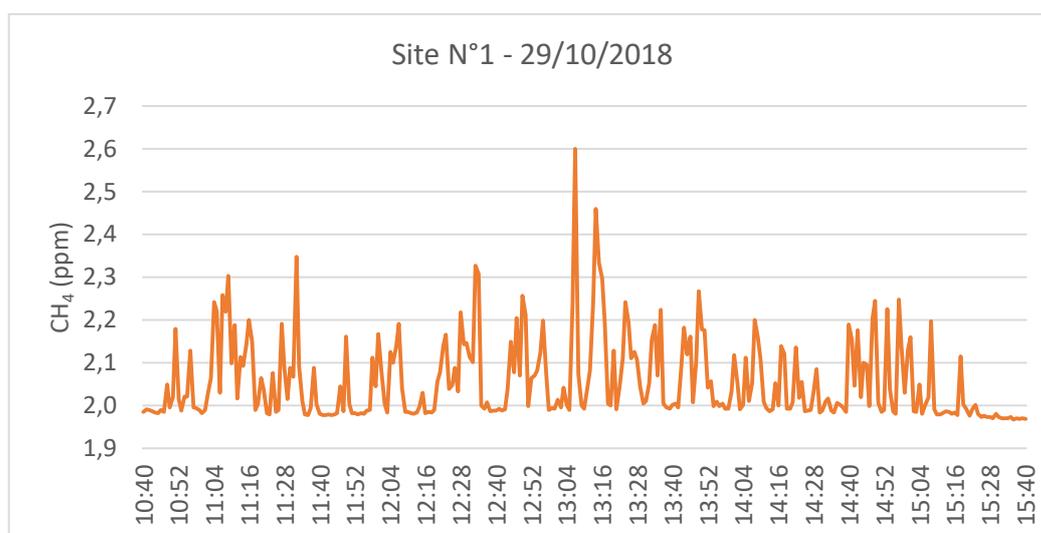


Figure 24 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (en ppm) mesurées à la station de mesures du site N°1 le 29/10/2018 entre 10h40 et 15h40.

La dispersion du CH<sub>4</sub> sur le domaine est simulée toutes les 30 minutes par le modèle. La dispersion est présentée à titre d'exemple à 13h30 à 2 mètres d'altitude par la Figure 25. Le panache associé à la méthanisation se disperse dans la direction de la station de mesures. L'écoulement calculé par le modèle est cohérent et prend en compte les bâtis avec une accumulation entre le stockage et le digesteur puis une dispersion vers la station. Un maximum des niveaux de concentrations de CH<sub>4</sub> est atteint près du post-digesteur (57 µg/m<sup>3</sup> soit ~0,1 ppm).

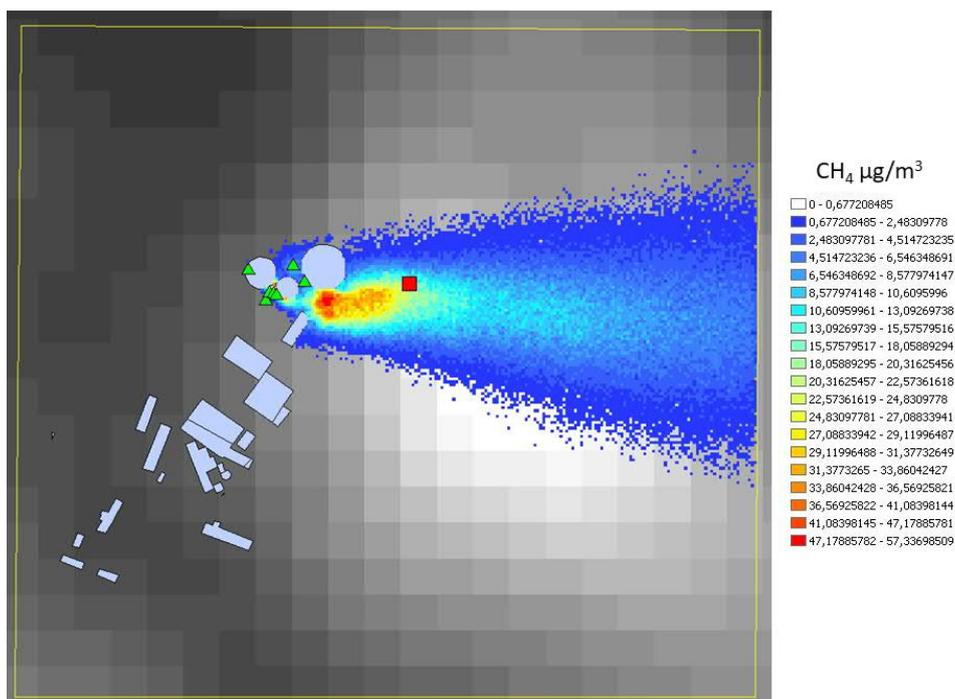


Figure 25 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (en µg/m<sup>3</sup>) simulées par MSS le 29/10/2018 à 13h30 pour le site N°1.

Le tableau ci-dessous synthétise les caractéristiques du stockage de digestat partiellement couvert (55 m<sup>2</sup> découverts) et des émissions ainsi estimées.

Tableau 7 : Caractéristiques du stockage de digestat partiellement couvert et des émissions estimées

Sources	Nom	Hauteur (m)	Diamètre (m)	Vitesse d'éjection (m/s)	Température d'éjection (°C)	Débit (kg/h)
	Stockage de digestat	6	8	0,00001	20	1,5

Les résultats de la modélisation sont concordants avec les données de référence bibliographique. Si on considère 2 à 5 % du CH<sub>4</sub> produit au niveau du stockage, les émissions sont comprises entre 1,4 et 2,8 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h émis, soit 0,9 à 1,9 kg CH<sub>4</sub>/h. Avec un facteur d'émission de 1,6 kg/ tonne de lisier digéré, sur la base de 3,6 mois de stockage, les émissions sont de l'ordre de 1,8 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h soit 1,2 kg CH<sub>4</sub>/h.

Donc 1,5 kg/h correspond à environ 3 % du CH<sub>4</sub> produit en moyenne sur l'installation ; valeur représentative d'une digestion correcte.

Pour le site n°3, les émissions des stockages de digestat couvert et ouvert sont déterminées comme décrit ci-après. Dans un premier temps, deux cônes de direction de vents ont été définis pour isoler les deux types de stockage. L'influence du stockage ouvert est comprise dans le cône d'angles de 175° à 185° (cône bleu de la Figure 26) et celle du stockage fermé au cône d'angles de 210° à 230° (cône violet sur la Figure 26).

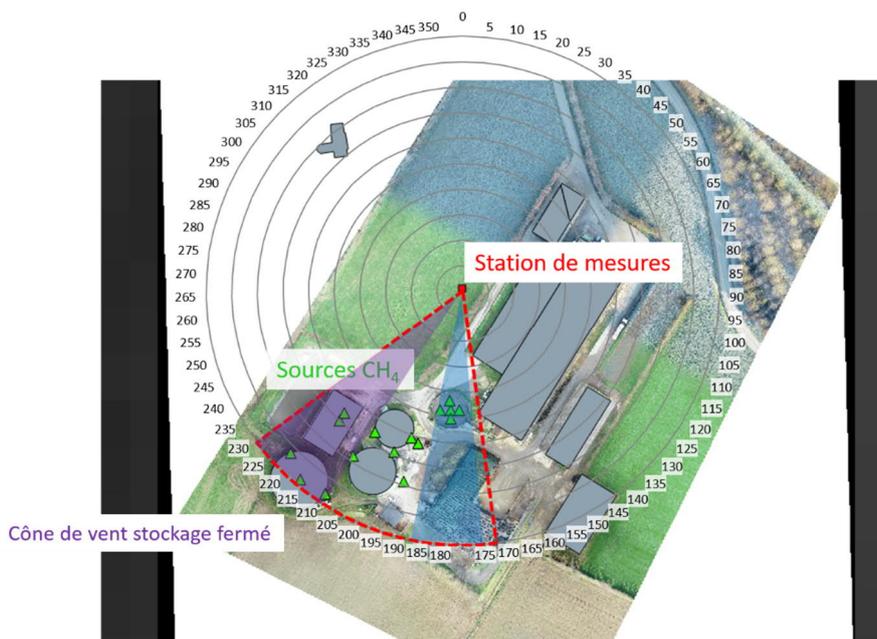


Figure 26 : Schéma de l'installation de méthanisation du site N°3 avec la représentation des deux cônes de direction de vent permettant d'isoler les émissions des stockages fermé et ouvert de digestat

Les flux de CH<sub>4</sub> de ces deux sources ont été estimés dans un premier temps à partir du dimensionnement des sources et des estimations présentées dans le chapitre méthodologie. Le stockage ouvert est défini comme une surface. La source surfacique ne pouvant pas être représentée dans la version d'AriaCity dont nous disposons, 5 points source ont été répartis sur la surface. Le stockage fermé comprend une cheminée centrale et deux trappes d'accès. 3 points sources ont donc été définis pour les représenter.

A partir du flux initial du stockage de digestat intermédiaire ouvert, la simulation pour le 13/10/2019 entre 0h42 et 0h55 a été effectuée. Pour cette période, seules les directions de vent entre 175° et 185° sont représentées, ce qui permet d'isoler l'influence de la source du reste de l'installation de méthanisation. Le flux final du stockage ouvert a été ajusté par une méthode de proche en proche à 0,69 kg/h pour chaque point source. La comparaison entre les concentrations de CH<sub>4</sub> observées et modélisées est présentée par la Figure 27. Après soustraction du fond, le modèle semble représenter de façon satisfaisante les observations terrain en considérant cette estimation du débit.

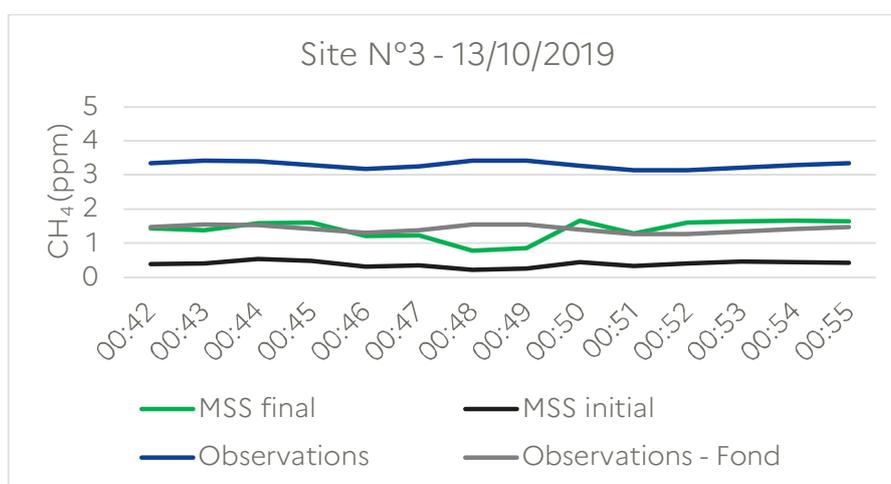


Figure 27 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (en ppm) modélisées par MSS le 13/10/2019 de 0h42 à 0h55 pour le site N°3.

Pour simuler la dispersion des concentrations de CH<sub>4</sub> uniquement influencée par le stockage de digestat liquide couvert, la période du 08/01/2020 entre 2h33 et 4h12 a été choisie. Pour cette période, seules les directions de vent entre 210° et 230° sont représentées. Le flux final du stockage fermé de digestat a été ajusté par la méthode de proche en proche à 1,97 kg/h pour chaque point source représenté. La comparaison des concentrations de CH<sub>4</sub> calculées par le modèle et observées à la station est présentée par la Figure 28. La concentration de fond a été retranchée aux observations. Cette dernière correspond au niveau minimal de concentrations entre le 07 et le 09/01/2020. Le flux final associé au stockage fermé de digestat permet de simuler des concentrations de CH<sub>4</sub> en moyenne similaire à celles observées. Toutefois, le modèle calcule des variations temporelles des concentrations de CH<sub>4</sub> qui ne sont pas observées. Ceci pourrait être expliqué par l'instrumentation qui implique un certain retard et un lissage des concentrations mesurées.

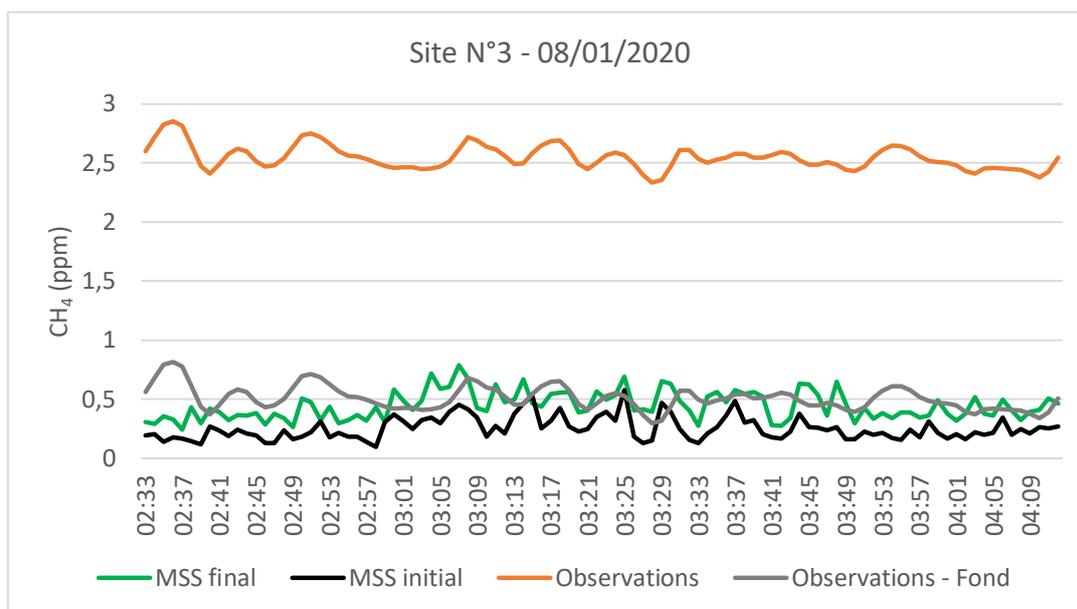


Figure 28 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (ppm) modélisées par MSS le 08/01/2020 de 2h33 à 4h12 pour le site N°3.

## Discussion :

Le flux émis par le stockage de digestat liquide intermédiaire ouvert est estimé à 5,3 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h ou 3,4 kg CH<sub>4</sub>/h. En se comparant aux données de référence, les émissions du stockage intermédiaire sont supérieures au facteur d'émission et sont proches de 5 % du CH<sub>4</sub> produit. En rapportant à la quantité maximale stockée, les émissions seraient de 2,8 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/t MB. Cette valeur semble pertinente compte tenu du fait que la direction de vent intègre principalement cette source en raison de son positionnement par rapport à la station de mesure.

Le flux émis par le stockage couvert est estimé à 6 kg CH<sub>4</sub>/h soit 9 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h. En comparaison aux données de référence, cette valeur est relativement élevée. En effet, sur la base du facteur d'émission, en fonction des durées de stockage au niveau du stockage ouvert lui-même (4,4 mois) ou sur l'ensemble du stockage (5,6 mois), les émissions estimées sont respectivement de l'ordre de 4,5 ou 3,5 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h. Sur la base des 2 – 5 % CH<sub>4</sub> produit, les émissions sont entre 2,1 et 5,3 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h. Les émissions correspondraient à 4,8 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/t MB et 8 % CH<sub>4</sub> produit. Cette valeur est supérieure à ce qui était attendu mais reste en cohérence avec les émissions estimées pour le stockage ouvert. Il est en effet probable que le taux d'émission du stockage principal soit supérieur à celui du stockage tampon. Cependant, comme le bâtiment intègre la séparation de phase et le stockage du digestat solide, ces sources ont probablement une influence sur les valeurs estimées.

### 5.2.1.2 Sources évolutives-fuites

Sur chaque site, les fuites ont été recherchées à deux reprises afin de déterminer l'efficacité des réparations faites par l'exploitant et vérifier l'évolution des fuites au cours de la campagne de mesures.

Initialement, sur le premier site, sur les quatre fuites détectées, trois ont été quantifiées. Les quatre fuites ont été identifiées au niveau de la fosse de mélange des intrants, sur des canalisations biogaz (2 fuites au niveau brides et raccords) et au niveau de la trappe d'intervention sur le digesteur (joint d'étanchéité). Le niveau de fuites de méthane est estimé à 0,11 m<sup>3</sup>/h ou 0,076 kg/h, soit 0,1 % du méthane produit. Les deux fuites au niveau de la canalisation biogaz ont été réparées immédiatement par l'exploitant. Le deuxième contrôle a mis en évidence que le resserrage du raccord sur la canalisation biogaz n'avait pas tenu dans le temps. Le raccord a été changé ultérieurement par l'équipe sous-traitante en charge des moteurs de cogénération. La tentative de réparation de la troisième fuite n'ayant pas été concluante, l'exploitation a renouvelé l'opération lors de la présence de l'équipe. La fuite a ainsi été réduite mais a engendré une nouvelle fuite sur une autre partie de la trappe. Finalement l'étanchéité au niveau de la trappe a été vérifiée. Les fuites quantifiées lors de ce second contrôle représentent 0,1 m<sup>3</sup>/h ou 0,07 kg/h et après réparation finale 0,006 m<sup>3</sup>/h ou 0,004 kg/h. La réparation des fuites montre une réduction des fuites de 95 %.

Huit fuites ont été identifiées sur le second site. Six fuites concernent la partie épuration et les canalisations vers l'injection. Une fuite (2 % vol.CH<sub>4</sub>) a été détectée entre le digesteur et sa double-membrane et montre une mauvaise remise en place de la jupe.

Les différentes fuites constatées sur l'épuration concernent des fuites dans le local des membranes, au niveau des cuves de charbon actif, une vanne et un filtre sur la ligne retour du biogaz. La quantification précise de cette émission n'a pas pu être réalisée en raison de la surface concernée. Sur les huit fuites, sept ont été quantifiées et montrent des émissions de l'ordre de 2,7 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h ou 1,8 kg/h, soit 3 % du méthane produit.

Remarques : des teneurs importantes ont été constatées au niveau du système de refroidissement au glycol. Comme il s'agit d'un système ouvert et ventilé, la quantification n'a pas été possible. En complément, l'intermembranaire au niveau du digesteur et du stockage de digestat a été contrôlé. Des teneurs en méthane plus importantes ont été constatées au niveau du stockage de digestat (0,7 – 0,8 % vol.) et pourraient indiquer un début de perte d'étanchéité de la première membrane.

La seconde campagne de détection des fuites a mis en évidence la réparation de 3 fuites, la réparation partielle de deux fuites et la présence de deux nouvelles fuites au niveau du stockage de digestat (passage de câbles et agitation). Donc au total, 6 fuites ont été recensées dans cette seconde phase pour une émission cumulée de 0,6 m<sup>3</sup>/h ou 0,4 kg/h, soit une réduction des fuites de 80 %.

Sur le site n°3, trois fuites ont été identifiées dont une quantifiable. Des émissions ont en effet été constatées au niveau des deux trappes d'accès dans la couverture du stockage de digestat mais leur configuration ne permet pas de les quantifier. La seule fuite quantifiable est une émission au niveau de la fosse de mélange des intrants liée à l'enlèvement d'une sonde de niveau en réparation. Cette fuite a été estimée à 0,05 m<sup>3</sup>/h ou 0,04 kg/h soit 0,05 % méthane produit. La seconde campagne a montré que la première fuite avait été réparée (remise en place de la sonde) mais que deux autres fuites existaient sur cette fosse et représentaient 0,23 m<sup>3</sup>/h ou 0,15 kg/h soit 0,2 % du méthane produit. Deux autres fuites ont également été constatées lors de cette seconde campagne ; fuites très faibles (0,0018 kg/h).

Ces mesures montrent des taux de fuites entre 0,1 et 3 % du méthane produit sur des installations relativement récentes. Les fuites les plus importantes ont été constatées sur la partie épuration. D'une manière générale, la réparation des fuites est efficace.

L'intérêt de ces mesures porte également sur la détection de problèmes d'étanchéité et la nécessité de surveiller l'intermembranaire.

## 5.2.2 En fonctionnement dégradé

### Torchère :

L'identification des périodes où la torchère est mise en route est difficile. Cette information n'est pas consignée par l'exploitant. Lorsque cette information était connue, les conditions météorologiques n'étaient alors pas favorables et n'ont pas permis une estimation des émissions par modélisation « inverse ».

Un site a une torchère automatique pour laquelle les durées de fonctionnement sont enregistrées (90 h durant la campagne sur environ 2 180h soit 4 % du temps). Cependant elle a été utilisée en partie durant la campagne en mode manuelle.

## Soupapes

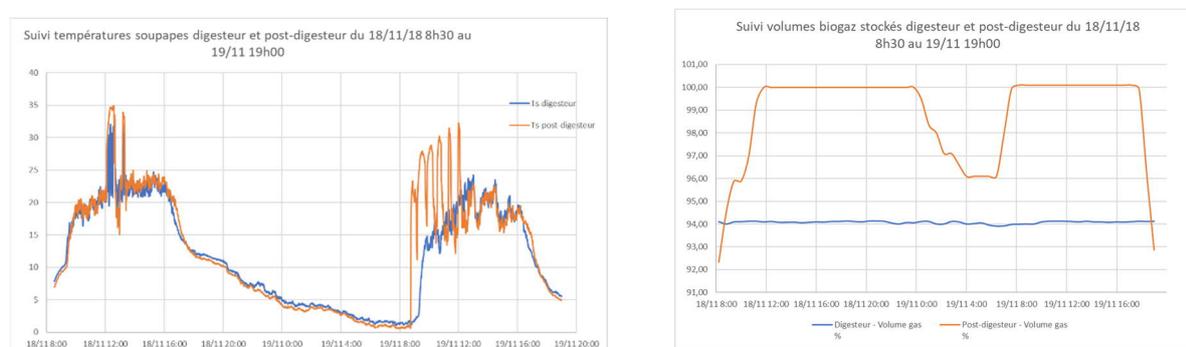
La surveillance des soupapes de sécurité met en évidence des situations différentes entre les installations.

Sur le site n°3, aucune ouverture n'a été recensée durant la surveillance. Cependant, la surveillance a été fortement réduite (267 heures soit 10 % de la durée de la campagne) en raison de problèmes rencontrés sur le système d'acquisition des données. Il semble que la mise en route cyclique des équipements de préparation des matières ait provoqué des perturbations électriques ; les branchements étant réalisés dans le même bâtiment.

Le site n°2 connaît des ouvertures répétées en raison de problèmes rencontrés sur la qualité du biométhane produit.

Sur le site n°1, en raison de problèmes électriques, la surveillance des soupapes a été interrompue et a couvert environ 1 080 h de fonctionnement (soit 12 % d'une année de fonctionnement). Cette période ne couvre malheureusement pas la période de réparation du premier moteur. Compte tenu des conditions de fonctionnement sur le site, cette période peut être découpée en deux phases : la première correspond à des problèmes répétés sur le moteur n°1 ayant conduit à sa réparation et la seconde est une phase en condition stabilisée où aucune ouverture de soupape n'a été détectée. Donc ces 1 080 h de surveillance peuvent être séparées en 370 h en phase non nominale et 710 h en phase stabilisée.

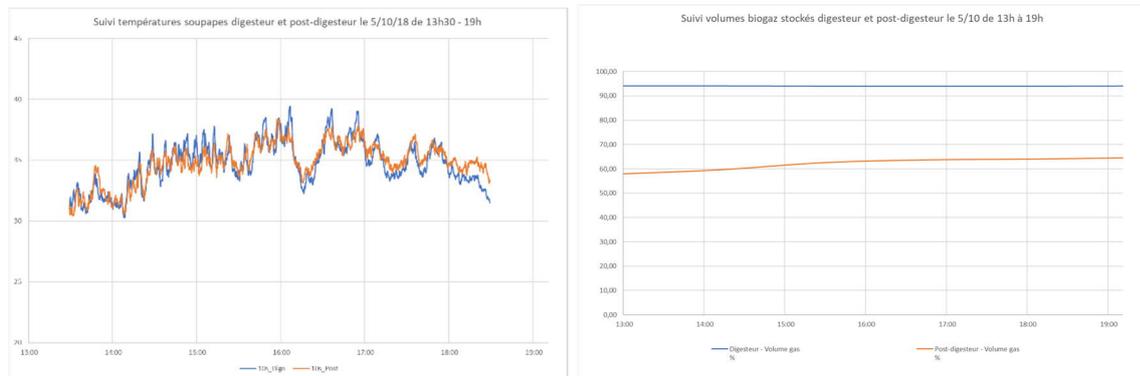
Les données de surveillance des soupapes sont comparées aux données de stockage du biogaz et de fonctionnement des moteurs pour confirmer les situations potentielles d'ouvertures des soupapes. Cette analyse est possible grâce à la mise en place sur le site d'un suivi et d'un enregistrement de l'ensemble des données au cours du temps. Cette situation ne semble pas courante puisque sur les autres sites peu de données sont conservées ; au mieux une donnée horaire. Plusieurs ouvertures de soupapes ont ainsi été confirmées. Les ouvertures confirmées correspondent à des périodes où un moteur est à l'arrêt. Dans le cas présent, il s'agit principalement du premier moteur ; le moteur le plus ancien. Généralement, le profil d'ouverture des deux soupapes est similaire mais sur ce site, ce n'est pas systématiquement le cas tel que présenté Figure 29. Le digesteur, suite à un incident, est en simple membrane contrairement au post-digesteur qui est équipé d'une double-membrane. Cette situation modifie la régulation des pressions entre les deux stockages.



**Figure 29 : Profil des températures au niveau des rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur (à gauche) et volumes de biogaz stockés au niveau du digesteur et du post-digesteur (à droite)**

Les ouvertures durent environ entre 3 et 30 minutes et se répètent sur une période de 2 – 5 heures. Les différents profils indiquent des situations différentes : montée en pression progressive de l'ensemble du système notamment liée à des pannes sur les moteurs ou des surpressions au niveau du digesteur ou du post-digesteur. Au total sur l'ensemble de la surveillance, trois périodes d'ouvertures en lien avec une surpression, une situation de surpression liée aux problèmes sur les moteurs et deux situations de régulation de la pression ont été constatées. La régulation de pression se traduit par une montée progressive en température sur 9h environ soit 4,8 % de cette période. Les ouvertures plus franches des deux soupapes aux périodes de dysfonctionnements des moteurs représentent 155 minutes d'ouvertures avant mise en route de la torchère soit 0,7 % sur cette période. Les autres phénomènes de surpression représentent 174 minutes d'ouverture soit environ 0,4 % de la période stabilisée. Au total, ces situations représentent environ 23h soit 2 % de la période effectivement surveillée.

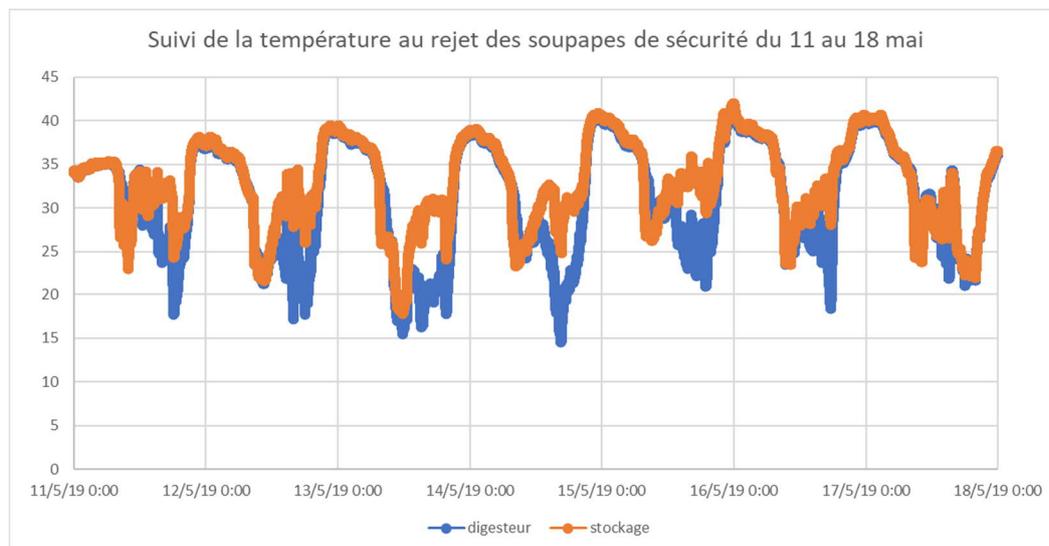
Des profils semblant indiquer des ouvertures de faible intensité mais de plus longue durée ont également été identifiés. Cependant, les niveaux de stockage de biogaz n'expliquent pas ces phénomènes. La **Figure 30** présente une de ces situations. Il peut cependant être noté que ces situations apparaissent en cours de journée.



**Figure 30 : Profil des températures au niveau des rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur (à gauche) et volumes de biogaz stockés au niveau du digesteur et du post-digesteur (à droite)**

Ces montées en température pourraient être en partie liées à l'ensoleillement. Cependant des températures au-delà de 35°C sont peu rencontrées durant la campagne. Il est également possible que ces ouvertures de faible intensité soient corrélées à des effets thermiques de dilatation des gaz. Pourtant, le stockage de biogaz au niveau du post-digesteur est de l'ordre de 60 %.

Sur le second site, les températures augmentent de manière relativement cyclique durant la campagne de mesure durant la nuit pendant des durées de 7 à 15h avec une moyenne vers 10h. Ces phénomènes ne sont pas toujours liés aux niveaux de stockage de biogaz. Ils pourraient être liés à des ouvertures partielles de soupapes et donc à des émissions de biogaz à des débits plus faibles en comparaison de leur dimensionnement. Il s'agirait plutôt de difficultés de régulation de la pression dans le système sans pour autant atteindre des niveaux de surpression nécessitant une évacuation rapide du biogaz telle que dimensionnés par les concepteurs. Durant la campagne de mesures, le site a rencontré des difficultés à atteindre les objectifs de qualité du biométhane sur le paramètre azote. Cette situation est directement liée à la réparation d'un brasseur en avril ayant nécessité l'ouverture du digesteur. Pour ne pas perdre la production et abaisser le taux d'azote dans le biométhane celui-ci était réinjecté dans le digesteur ou le stockage de digestat. Il est probable que cette situation ait une influence sur les constats réalisés mais les paramètres d'influence n'ont pas été identifiés. A titre d'illustration, les figures suivantes présentent les profils des températures de rejet des deux soupapes de sécurité.



**Figure 31 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur**

Durant cette période, le stockage de biogaz au niveau du stockage de digestat est à son maximum et celui au niveau du digesteur est à environ 30 % de sa capacité. Pourtant la température atteinte est de 40°C dans la nuit.

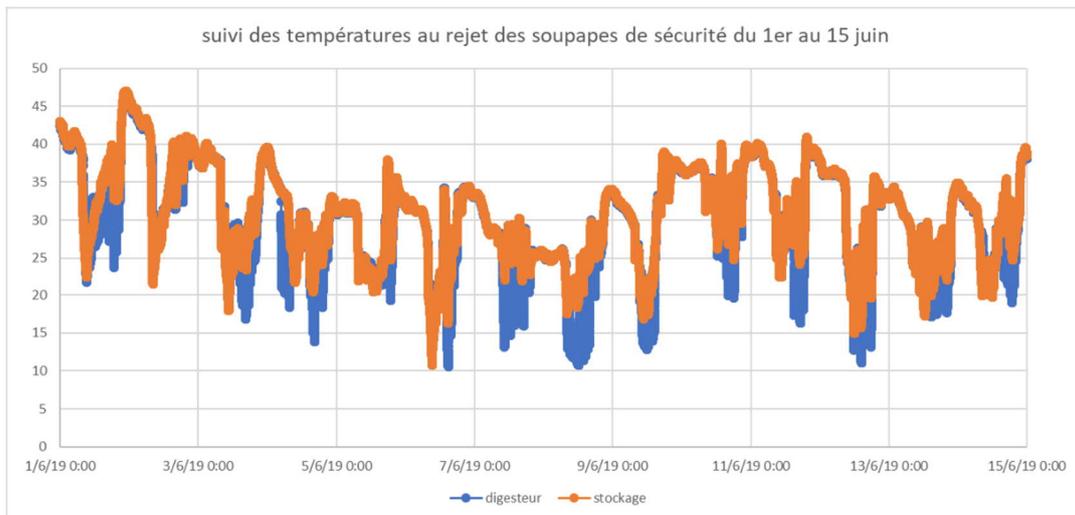


Figure 32 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur

La nuit du 2 juin, le niveau de stockage de biogaz sur le digesteur est de l'ordre de 40 % et la température dans le rejet atteint 45°C. Du 3 au 15 juin, les niveaux de stockage sont à leur maximum. Les profils restent similaires.

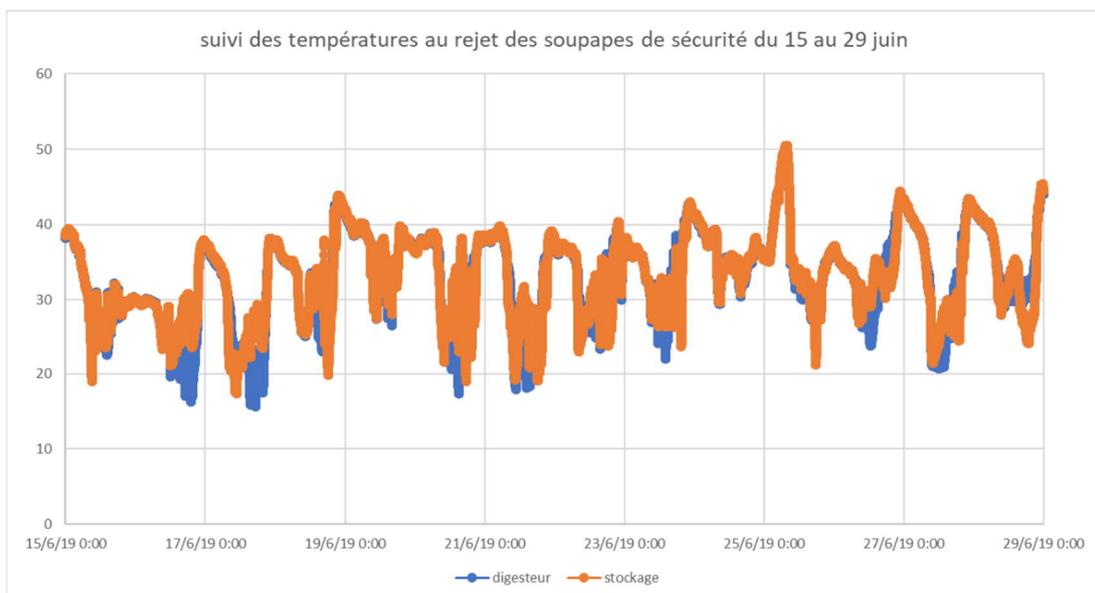
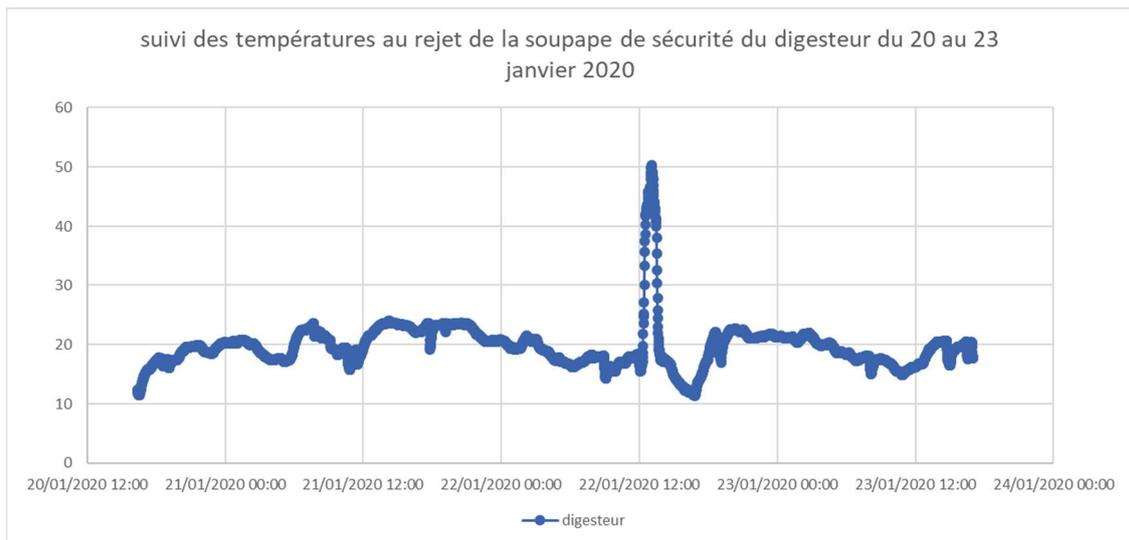


Figure 33 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur

La nuit du 25 juin, la température atteint 50°C et la montée en température est « franche » et laisse penser à une ouverture complète de la soupape. Le niveau de stockage de biogaz sur le digesteur se situe alors entre 30 et 50 %.

Compte tenu des conditions de fonctionnement particulières sur le site durant la campagne, il a semblé pertinent de vérifier ces profils 6 mois plus tard. Une surveillance a été mise en place au rejet de la soupape du digesteur quelques jours en janvier 2020 tel que présentée ci-après.



*Figure 34 : Suivi des températures au rejet des soupapes du digesteur en janvier 2020 pour contrôler l'évolution du profil après stabilisation des conditions de fonctionnement sur le site*

Le profil de température est différent de celui rencontré durant la campagne et démontre que la situation s'est stabilisée. Une ouverture est identifiée avec un profil plus cohérent ; ouverture sur une durée de 1h30.

L'observation des températures pendant la campagne de mesures laisse supposer des ouvertures de soupapes variables entre faible, moyenne et totale. Les ouvertures complètes sont rencontrées à 20 reprises ce qui correspondrait à 9,5 % du temps de surveillance sur la campagne. Les autres situations représentent entre 13 et 18 % du temps en se basant sur une durée moyenne d'ouverture de 10h.

### 5.2.3 En situation particulière – débâchage partiel du digesteur

Sur le site n°2, le débâchage partiel du digesteur a été réalisé pendant la campagne de mesures. En effet, l'étanchéité du système n'était pas assurée. Une modélisation « inverse » a donc été réalisée afin de tenter de remonter aux émissions associées à cette opération. Cette opération est en effet réalisée périodiquement sur les installations de méthanisation en vue d'intervenir sur les brasseurs mécaniques.

Le débâchage peut être découpé en deux phases :

- Phase 1 : la phase dite de bouffée qui correspond au moment où la membrane est enlevée ;
- Phase 2 : la phase de production qui se produit à la suite de la phase de bouffée et dont les émissions sont associées à la production normale de biogaz au niveau du digesteur.

Le digesteur est représenté comme un ensemble de sources ponctuelles car les sources surfaciques ne peuvent pas être représentées dans la version d'AriaCity dont nous disposons. Au cours de la première phase, la surface de débâchage est évaluée à 17,5 m<sup>2</sup>. Pour représenter la source, 4 points recouvrant la surface débâchée d'un diamètre de 2,3 m sont définis. Pour la 2ème phase, la membrane étant totalement retirée, la surface libre est évaluée à 60 m<sup>2</sup> soit 15 points sources d'un diamètre de 2,3 m. Pour l'estimation des flux de CH<sub>4</sub> associés aux phases 1 et 2, les modélisations ont été réalisées à partir des observations du 03/06/2019 pendant la période de débâchage réel sur site. La phase de bouffée a lieu entre 10h et 10h17 puis la phase de production après 10h17.

Les flux associés aux deux phases ont été estimés à partir des observations de terrain puis ajustés par la modélisation. La phase 1, dite de bouffée, est caractérisée par un flux qui varie dans le temps avec une forte augmentation dans les 5 premières minutes du fait de l'action de débâchage, puis une décroissance exponentielle jusqu'à la phase 2 qui correspond à la production normale. La Figure 35 présente l'évolution du flux de bouffée calculé à partir des observations terrain (flux 1) et ajusté par la modélisation (flux 2). Ceci correspond au flux pour chaque point source de la surface débâchée (4 points).

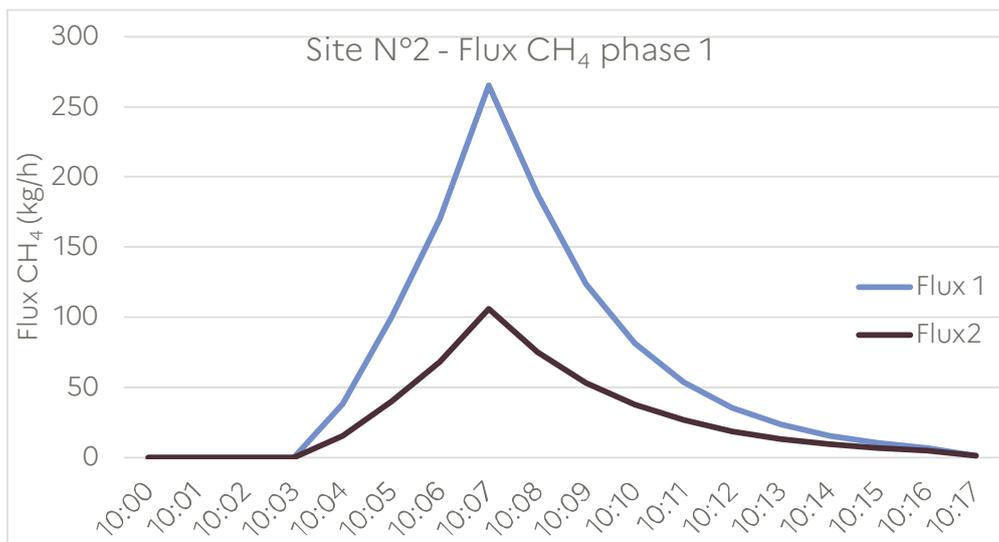


Figure 35 : Flux de CH<sub>4</sub> (en kg/h) associé à la phase 1 dite de bouffée du débâchage du stockage de digestat sur le site N°2, le 03/06/2019 de 10h à 10h17.

Le flux associé à la phase 2 est défini comme constant dans le temps. L'ajustement par la modélisation a permis d'estimer un flux de 1,05 kg/h pour chaque point source de la surface de stockage découverte. La comparaison entre les observations à la station et les concentrations de CH<sub>4</sub> modélisées par MSS présentée dans la Figure 36 montre une correspondance satisfaisante entre les observations et la modélisation. Ceci est particulièrement vrai pour la période de bouffée caractérisée par de très fortes concentrations (pics au-delà de 40 ppm). Pour la période de production, l'ajustement est plus difficile car les concentrations sont moins élevées. Bien que les concentrations modélisées soient en cohérence avec les observations, certains pics semblent être décalés dans le temps ou sous-estimés par la modélisation.

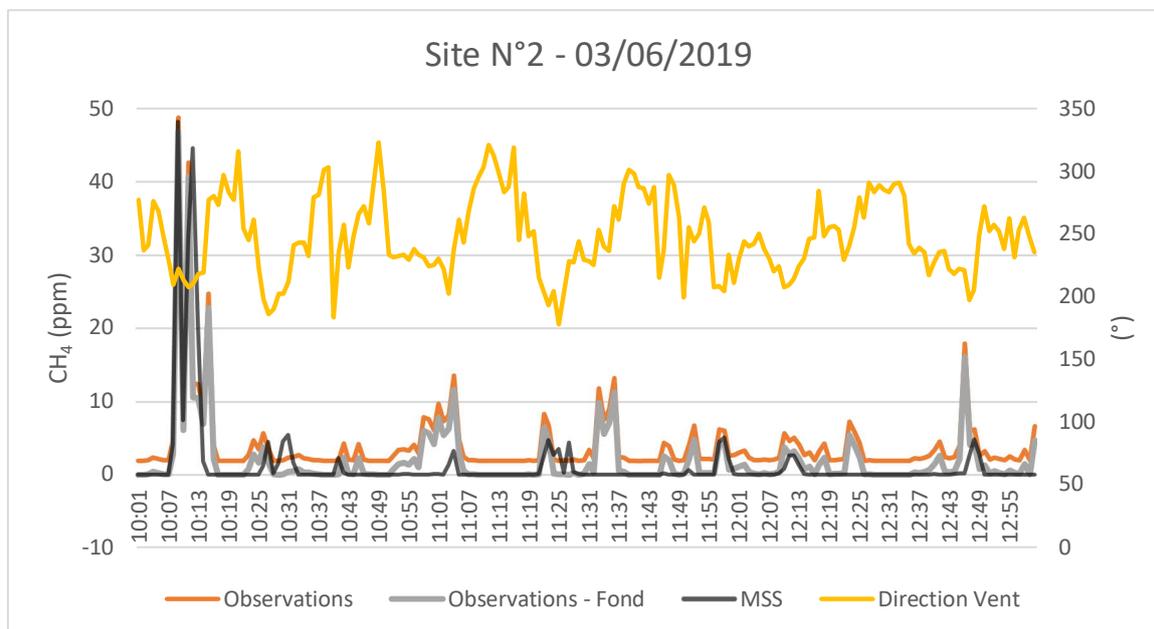


Figure 36 : Concentrations de CH<sub>4</sub> (en ppm) modélisées par MSS le 03/06/2019 de 10h01 à 13h pour le site N°2 lors du débâchage du digesteur.

### 5.3 Synthèse des émissions sur les 3 sites

Une synthèse des émissions mesurées, estimées ou calculées pour les trois sites est présentée dans le **Tableau 8**.

**Tableau 8 : Emissions de méthane des différentes sources ciblées sur les trois sites. Emissions exprimées en débit et en flux massique de méthane par heure**

Sources	Site n°1		Site n°2		Site n°3	
	Débit (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	Flux CH <sub>4</sub> (kg/h)	Débit (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	Flux CH <sub>4</sub> (kg/h)	Débit (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	Flux CH <sub>4</sub> (kg/h)
Moteur 1 (Mesure)	0,25	0,16	Sans objet	Sans objet	3	2
Moteur 2 (Mesure)	0,4	0,26	Sans objet	Sans objet	1,9	1,3
Epuration biogaz (calcul théorique)	Sans objet	Sans objet	0,74 (1 % CH <sub>4</sub> dans gaz résiduaire) 3,7 (5 % CH <sub>4</sub> dans gaz résiduaire)	0,5 2,5	Sans objet	Sans objet
Fuites (mesures)	0,11 0,006 (post-réparation)	0,076 0,004	2,7 0,6 (post-réparation)	1,8 0,4	0,05 0,23 (post-réparation)	0,04 0,15
Stockage digestat principal (estimation – modélisation « inverse »)	2,3 (partiellement couvert)	1,5	Sans objet	Sans objet	9	6
Stockage digestat intermédiaire	0,7 – 1,4 (calcul sur 1 – 2 % CH <sub>4</sub> produit)	0,5 – 0,9	Sans objet	Sans objet	5,3 (modélisation)	3,4 (modélisation)
Torchère (90 % efficacité) - calcul théorique	9	6	8	5,4	14	9,4
Soupapes (calcul théorique)	140 (< 1h) 70 (moyenne h)	94,5 47	81 (moyenne h) 50 (moyenne 24h)	54 33	110 (moyenne h))	74
Débâchage partiel digesteur	Sans objet	Sans objet	160 (bouffée)	106	Sans objet	Sans objet

## **5.4 Part relative des différentes conditions de fonctionnement sur la durée des campagnes de mesures**

Pour chaque site, des tests de sensibilité ont été réalisés par modélisation de la dispersion atmosphérique (cf. 4.1.4) afin d'identifier l'influence de chaque source sur la concentration en CH<sub>4</sub> mesurée à la station de mesure implantée dans l'environnement proche du site.

A partir des gammes de concentrations environnementales ainsi déterminées, il est possible d'estimer les durées associées aux différentes conditions de fonctionnement rencontrées durant les campagnes de mesures. Pour ce faire, telles que présentées au § 5.1, les concentrations mesurées à la station sont filtrées pour conserver uniquement les périodes exploitables (vitesse de vent suffisante, directions de vent stable et durée de mesure suffisamment longue par rapport au temps de réponse de l'analyseur).

Les concentrations en méthane assimilées au bruit de fond représentent, sur l'ensemble de la campagne de mesures :

- 5 % des données pour le site n°1,
- 35 % des données pour le site n°2.

Les concentrations en provenance de l'élevage représentent, sur l'ensemble de la campagne de mesures :

- 1 % des données pour le site n°1. Ce taux est relativement faible et montre la difficulté de différencier les deux installations. L'angle de vent considéré est réduit et les données intégrant la contribution mélangée des deux installations n'est pas prise en compte ici ;
- 1 % des données pour le site n°2.

Les données exploitables sous les vents de la méthanisation représentent alors :

- 4 % des données collectées pour le site n°1,
- 7 % des données collectées pour le site n°2 et,
- 30 % des données collectées pour le site n°3.

Les conditions nominales de fonctionnement correspondent à :

- environ 70 % des données exploitables pour le site n°1,
- 75 % des données pour le site n°2 et,
- 97 % des données pour le site n°3.

L'obtention de ces données est décrite ci-après. Pour ce faire les données sous les vents de l'installation de méthanisation sont ensuite classées en fonction des gammes de concentration de l'analyse de sensibilité et sont analysées site par site.

Le site n°1 est considéré en conditions nominales de fonctionnement lorsque les deux moteurs sont en fonctionnement. Ces conditions intègrent également le taux de fuites identifiés avant réparation et les émissions du stockage de digestat partiellement couvert. Elles n'intègrent pas d'estimation pour le stockage intermédiaire de digestat. En effet, cet ouvrage se situe à l'entrée du site, au cœur de l'exploitation d'élevage et n'est donc pas pris en compte dans les angles de vent couvrant les installations de méthanisation. Les autres situations testées en analyse de sensibilité correspondent à la mise en route de la torchère ou l'ouverture des soupapes en cas d'arrêt du premier moteur ou des deux moteurs ; ces deux situations ayant été rencontrées lors de la campagne de mesures. Le classement des données exploitables en gammes de concentrations pour différentes situations montre que :

- Les situations nominales représentent environ 70 % du temps. L'impact de l'arrêt du moteur 1 seul ne peut être différencié. Cette situation est donc intégrée ici par défaut ;
- Les situations avec ouvertures de soupapes représenteraient 0,4 % ; valeur plus faible mais en cohérence avec celle estimée par la surveillance des soupapes ;
- Les situations avec arrêt des deux moteurs, problèmes de régulation de pression et allumage de la torchère représentent presque 30 % du temps.

Le site n°2 est considéré en situation nominale lorsque le système d'épuration est en fonctionnement (rejet du gaz résiduaire) et en intégrant les fuites identifiées lors de la première campagne. Les autres situations correspondent aux émissions par les soupapes et la torchère sans arrêt du système d'épuration ; situations représentatives des constats sur site. Les situations nominales représenteraient 75 % du temps. Les situations où la torchère est allumée représenteraient 2,5 % des périodes exploitables. Ce taux est inférieur au taux d'allumage de la torchère enregistré ce qui reste logique compte tenu du fait que les conditions de vent ne sont pas toujours favorables à son identification au niveau de la station de mesures. L'ouverture des soupapes représenteraient 3 % du temps. Cependant il reste un peu moins de 20 % d'événements non directement corrélables à une situation précise et pour lesquels les phénomènes de régulation des pressions peuvent avoir une influence.

Les conditions nominales du site n°3 correspondent au fonctionnement des deux moteurs, aux fuites quantifiées et à l'émission des stockages de digestat. Ces situations représentent 97 % des données exploitables ce qui confirme le fonctionnement nominal du site pendant la campagne de mesures.

## **6. Exploitation des résultats-estimation des taux de pertes**

A partir des émissions de méthane estimées pour les différentes sources, il s'agit de déterminer les taux de pertes associés à différentes conditions de fonctionnement. En effet, comme présenté tout au long de ce rapport, les sources peuvent être à l'origine d'émissions continues ou ponctuelles. Pour ce faire des scénarii sont proposés et discutés afin d'estimer les périodes ou durées pour lesquelles certaines sources seront actives.

### **6.1 Détermination du taux moyen de perte de méthane**

#### **6.1.1 Conditions nominales de fonctionnement**

En conditions nominales de fonctionnement, seules les sources continues sont actives : les stockages de digestat, les systèmes de valorisation du biogaz et bien sûr les fuites. Pour les trois sites étudiés, ces émissions représentent, si on exclut le stockage de digestat :

- 0,76 m<sup>3</sup>/h soit 1 % du méthane produit (site n°1),
- 3,5 à 6,4 m<sup>3</sup>/h soit entre 4,3 et 8 % du méthane produit (en fonction du rejet off-gas- site n°2) et,
- 5,1 m<sup>3</sup>/h soit 4,6 % du méthane produit (site n°3).

Les rejets des moteurs présentent des impacts différents entre les sites n°1 et n°3, impact lié au réglage des moteurs.

Les émissions estimées en intégrant les stockages de digestat représentent alors :

- 4,1 m<sup>3</sup>/h soit 5,8 % du méthane produit (site n°1)
- 3,5 à 6,4 m<sup>3</sup>/h soit entre 4,3 et 8 % du méthane produit (en fonction du rejet off-gas- site n°2) et
- 19,4 m<sup>3</sup>/h soit 17,6 % du méthane produit (site n°3).

Les émissions du site n°3 sont majorantes par rapport aux autres sites car intègrent les stockages des digestat solides et liquides, les émissions de la séparation de phase et une partie du stockage des matières premières. Ces résultats posent la question de l'importance des émissions de méthane sur des digestats après séparation de phase et sur la stabilité de ces digestats. Certaines matières méthanogènes sont directement introduites dans le post-digesteur, utilisé comme second digesteur, pour limiter les phénomènes de moussage. Cette pratique a également été constatée sur d'autres sites. Les taux de matières introduites dans le post-digesteur sur ce site peuvent atteindre plus de 35 % des quantités de matières introduites par jour.

#### **6.1.2 En situation dégradée et particulière**

Les situations dégradées correspondent à des pannes sur un moteur voire les deux qui vont engendrer au bout de quelques heures l'ouverture des soupapes jusqu'à la mise en route de la torchère manuelle.

Dans le cas de la valorisation du biogaz en biométhane, les situations dégradées peuvent être liées à des problèmes d'atteinte des critères de qualité du biométhane, des dysfonctionnements sur le système d'épuration ou des problèmes d'injection dans le réseau.

L'utilisation de la torchère doit rester, autant que possible, inférieure à 10 %<sup>4</sup>. Ces 10 % du temps correspondent également à la durée de fonctionnement garanti sur les moteurs (91 – 93 % ou 8 000 heures de fonctionnement garantis). A titre de comparaison, le taux de fonctionnement de la torchère sur le site n°2 (donnée enregistrée) représente 4 % du temps sur la période de la campagne. La torchère est ici considérée avec une efficacité de 90 %. Malheureusement cette étude n'a pas permis de confirmer cette hypothèse. Cette hypothèse a été considérée au regard des résultats des mesures canadiennes (Desjardins, 2010) réalisées sur des sites de méthanisation et montrant des efficacités très inférieures à celles attendues allant jusqu'à 50 %.

Sur la base d'un fonctionnement de la torchère 4 % du temps (350 h), les émissions avec torchère (90 % efficacité) sans les deux moteurs serait comprise entre 8 et 14 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h soit 2 800 et 4 900 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> émis.

Pour le site avec épuration, soit la torchère brûle le biométhane non conforme soit elle consomme le biogaz avec arrêt de l'épuration. Les émissions estimées sont entre 8 et 8,7 m<sup>3</sup>/h soit 2 800 à 3 050 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> émis.

L'ouverture des soupapes est directement corrélée aux conditions de pression dans le système. Deux profils ont été mis en évidence : les phénomènes de surpression et les phénomènes de régulation de pression. Les situations de surpression se traduisent par une ouverture de courte durée qui peut se répéter plusieurs fois jusqu'à ce que la pression dans l'ouvrage diminue. Elles correspondent aux situations pour lesquelles elles sont installées et dimensionnées avec l'objectif de protéger l'ouvrage. Les régulations de pression se traduisent par des ouvertures beaucoup plus faibles sur des durées beaucoup plus importantes. Les débits émis sont également plus faibles par rapport au dimensionnement. Comme il est difficile d'évaluer un taux d'ouverture moyen, l'estimation des pertes associées à ces équipements est délicate.

Le débâchage partiel du digesteur pour intervention est une opération relativement courante sur une installation. En se basant sur une fréquence d'une fois par an sur une durée de 20 minutes, les émissions associées à cette opération représenteraient 53 m<sup>3</sup> émis sur la base du dimensionnement du site n°2. Les 20 minutes intègrent les deux débâchages pour récupérer le matériel et le remettre en place. En revanche, ils n'intègrent pas les émissions pendant la durée de l'opération. Il faudrait également considérer les émissions liées à la production horaire de biogaz.

## **6.2 Facteurs d'influence**

### **Moteurs de cogénération :**

La maintenance préventive des moteurs est échelonnée en fonction du nombre d'heures de fonctionnement du moteur (ATEE Club Biogaz, 2015). Le premier niveau se situe vers 1 500 – 2 000 h de fonctionnement et correspond aux réglages et au changement des bougies, joints, ...Le second niveau se situe vers 15 000 h et le dernier vers 60 000 h qui lui correspond à une refonte du moteur (durée de vie estimé du moteur). Sur la base d'un fonctionnement continu de 8 000 heures par an (Tricot, 2014) et des durées d'interventions en fonction des niveaux (un jour niveau 1 et une semaine niveau 2), la maintenance préventive représenterait environ 8 jours par an. La maintenance préventive étant planifiée, l'exploitant peut adapter son régime de production en amont si nécessaire et donc limiter les situations d'allumage de la torchère ou d'ouverture des soupapes. En moyenne, 20 jours par an, le fonctionnement continu n'est pas garanti. Il est évident que plus la durée de dysfonctionnement est longue plus l'impact est important. En plus, ici il s'agit de situations non prévues.

### **Epuration biogaz en biométhane :**

Lorsque la qualité du biométhane est difficile à atteindre, il est préconisé d'arrêter le système d'épuration et d'envoyer le biométhane sur la torchère. Dans la pratique, cette recommandation semble peu appliquée. Cependant l'exploitant réduit la production de biogaz pour permettre une recirculation du biométhane dans le système. Cette situation engendre des difficultés de régulation de la pression.

### **Torchère :**

La torchère est dimensionnée pour consommer *a minima* le double de la production de biogaz en pointe. Cependant, sur les trois installations étudiées deux présentent un sous-dimensionnement de la torchère.

---

<sup>4</sup> Valeur citée comme référence dans ISO WD 23585 et dans la stratégie de développement de la méthanisation du conseil régional en Ile de France

Dans un cas, il faut alors au minimum 3 h pour abaisser le niveau du biogaz stocké de 2 %. Dans l'autre cas, la torchère consomme uniquement la production horaire en situation nominale et ne peut donc pas gérer l'excédent.

## 7. Conclusions

---

Ce projet a permis grâce au suivi sur trois installations d'approcher les émissions de méthane de différentes sources et situations rencontrées sur les sites. Ces trois installations sont représentatives d'installations de méthanisation agricole à base d'effluents d'élevage, en infiniment mélangé, mésophile et avec agitation mécanique. Elles étaient exploitées depuis au moins 4 ans au moment des mesures. Deux installations valorisent le biogaz par cogénération (électricité / chaleur) et la 3ème le valorise en biométhane par injection dans le réseau de gaz naturel. Toutes trois sont équipées d'une torchère en poste fixe dont une à allumage automatique. Les trois installations représentent trois situations différentes :

- un sous-dimensionnement pour l'exploitation actuelle,
- un dimensionnement adapté sans tenir compte des difficultés d'approvisionnement en matières et donc de stabilisation des recettes
- un dimensionnement qui pourrait être qualifié de surdimensionné mais qui finalement à l'usage autorise des marges de manœuvre sur la conduite de l'exploitation aujourd'hui et des possibilités futures sans nécessité d'agrandissement.

Ce projet met en évidence que l'empreinte méthane des installations de méthanisation n'est pas différenciable du fond environnemental agricole quand l'installation est en fonctionnement nominal. En revanche l'impact devient notable en conditions non stabilisées. L'estimation des taux de pertes annuels pour différentes conditions mérite d'être poursuivie. Pour ce faire, les situations rencontrées dans ce projet et celles identifiées en amont peuvent servir de base à l'établissement de scénarii de fonctionnement.

Différentes conditions de fonctionnement ont été identifiées sur les sites durant les campagnes de mesures sur 3 mois. Un site a rencontré des dysfonctionnements sur un moteur qui a finalement été réparé. Un autre a rencontré des problèmes de qualité de son biométhane. Le troisième a fonctionné en conditions nominales sur toute la durée du suivi. Les dysfonctionnements rencontrés engendrent à certaines périodes, des émissions plus importantes liées à la mise en route de la torchère, la difficulté de régulation des pressions ou des interventions extérieures sur des matériels.

La surveillance des soupapes a permis de mettre en évidence deux profils liés à des phénomènes de surpression ou des phénomènes de régulation de pression. Les situations de surpression se traduisent par une ouverture de courte durée qui peut se répéter plusieurs fois jusqu'à ce que la pression dans l'ouvrage diminue. Elles correspondent au profil attendu des soupapes de sécurité dont l'objectif est de garantir l'intégrité de l'ouvrage. Les régulations de pression se traduisent, quant à elles, par des ouvertures beaucoup plus faibles sur des durées beaucoup plus importantes.

L'efficacité des torchères utilisées sur ces installations n'a pas pu, en revanche, être estimée. En effet, aucune situation exploitable (sous les vents du site, conditions stables) n'a été identifiée pour y parvenir. L'estimation de leurs émissions reste un enjeu pour lequel une méthodologie spécifique serait nécessaire. Il est cependant important de noter que sur les trois torchères, deux sont sous-dimensionnées pour gérer des excédents de production.

Les émissions de stockages de digestats couverts et ouverts ainsi que les émissions associées au débâchage partiel d'un digesteur pour intervention, ont été estimées par modélisation « inverse » (méthode de proche en proche). Les émissions des stockages de digestat présentent des différences notables et sont comprises entre 2,2 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h (3 % du CH<sub>4</sub> produit) et 9 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h (8 % CH<sub>4</sub> produit) pour les stockages principaux. Dans le second cas, les émissions intègrent également le stockage de digestat solide et de la séparation de phase. De plus, le post-digesteur était utilisé en second digesteur pour limiter des phénomènes de moussage. Cette situation implique un temps de séjour des matières plus faible et donc probablement un digestat moins stable.

Les émissions associées au débâchage partiel d'un digesteur ont été estimées à 160 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h. Il faut bien sûr proportionner ces émissions au phénomène modélisé, à savoir la bouffée lors du débâchage. Ce phénomène dure environ 10 minutes. C'est la première fois que cette situation peut être étudiée.

Les campagnes de détection et de quantification de fuites ont permis d'identifier 12 fuites au total sur les 3 sites. Les taux de fuites sont relativement faibles et représentent entre 0,1 et 3 % du méthane produit. Ces fuites ont été réparées rapidement à hauteur de 80 à 95 % et souligne l'efficacité des réparations et la réactivité des exploitants. Ces mesures sont également très utiles, comme vérifié durant le projet, pour détecter des problèmes d'étanchéité et surveiller l'espace intermembranaire pour identifier la perméabilité des membranes de stockage du biogaz.

Les mesures aux rejets des moteurs de cogénération montrent des émissions en méthane relativement différentes entre les deux installations équipées : 0,76 m<sup>3</sup>/h (soit 1 % du CH<sub>4</sub> produit) à 5,1 m<sup>3</sup>/h (soit 4,6 % du CH<sub>4</sub> produit). Ces différences sont liées au réglage des moteurs et donc à l'efficacité de la combustion.

Au-delà des résultats obtenus, l'étude montre l'intérêt d'un suivi des installations sur une durée moyenne (3 mois) et de l'exploitation de l'ensemble des données environnementales (conditions météo et concentrations en substances). En effet, cette durée permet d'accéder à différentes conditions de fonctionnement et de pouvoir analyser les données au regard de la connaissance de ces situations. Même s'il est difficile de connaître précisément ce qui se passe sur le site durant cette période (pas de présence physique en continu), cette dernière permet de constater l'influence de situations de dysfonctionnements sur plusieurs semaines. A contrario, la quantité très importante de données collectée induit des temps d'exploitation proportionnels.

Les possibilités et l'avantage de la modélisation numérique de dispersion sont bien illustrés par les résultats obtenus (émissions de sources spécifiques ou situations particulières). L'intérêt de l'analyse de sensibilité est également démontré ici même si elle est moins visible. Elle a permis de tester différentes émissions, d'identifier l'impact d'une source sur les concentrations mesurées à la station de mesure et d'aider à sérier les concentrations mesurées. Pour y parvenir, une sélection des périodes de mesures adaptées et des données exploitables à partir des temps de réponse de l'analyseur a été nécessaire. Ce traitement des données est essentiel pour considérer uniquement des résultats exploitables, à savoir des données obtenues sur des durées suffisantes et pour des conditions suffisamment stables pour être pertinentes. De ce fait, les données réellement considérées représentent un pourcentage faible (4 à 30 %) des données collectées sur l'ensemble de la campagne. Mais elles évitent d'intégrer des sources parasites d'autant qu'ici les installations de méthanisation sont accolées à des élevages ce qui rend l'analyse d'autant plus délicate. L'importance du temps de réponse de l'analyseur a également été mise en évidence avec l'utilisation de deux analyseurs différents ; le second étant moins pertinent pour les objectifs suivis dans ce projet. Cet analyseur est en effet très performant mais présente un temps de réponse d'une vingtaine de minutes qui lisse les teneurs analysées. Cependant, sur le site n°3 aucune condition particulière de fonctionnement n'a été identifiée ce qui ne remet pas en cause les résultats obtenus.

Le retour d'expérience de ce projet pourrait idéalement alimenter la réflexion sur les moyens, méthodes de mesures à déployer en fonction des objectifs des mesures et des contraintes environnementales associées aux installations de méthanisation agricoles. Ce projet visait à dresser une image la plus fidèle possible des situations réelles de fonctionnement au cours du temps.

## 8. Annexes

Annexe	Titre	Nb pages
1	Bilan des mesures réalisées au rejet des moteurs de cogénération sur les sites n°1 et n°3; mesures des NOx, CO, CH <sub>4</sub> , COVnm et formaldéhyde	7

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

Ineris, 2015. Etat des lieux des connaissances des émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O des installations de méthanisation, INERIS-DRC-14-141736-1260A. Disponible sur <https://www.ineris.fr/fr/recherche-appui/focus/methanisation>

ADEME, ObservEr, 2020, chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1er janvier 2020

Aria Technologies., 1995. Note du Principe du Modele MINERVE 4.0, Report ARIA 95.008

Moussafir J., Oldrini O., Tinarelli G., Sontowski J., and Dougherty C. M., 2004. A new operational approach to deal with dispersion around obstacles; the MSS (Micro Swift Spray) software suite, 9th Int. Conf. on Harmonisation within Atmospheric Dispersion Modelling for Regulatory Purposes.

Tinarelli G., Brusasca G., Oldrini O., Anfossi D., Castelli S.T., Moussafir J., 2007. Micro-Swift-Spray (MSS): A New Modelling System for the Simulation of Dispersion at Microscale. General Description and Validation. In: Borrego C., Norman AL. (eds) Air Pollution Modeling and Its Application XVII. Springer, Boston, MA

Ineris, 2017. Etude de la fiabilité et des émissions de méthane des soupapes de sécurité d'unités de méthanisation, rapport référencé INERIS-DRA-16-156382-09815A

Carlaw, D. C. and K. Ropkins (2012). "Openair - An r package for air quality data analysis." Environmental modelling & software 27-28: 52-61.

Desjardins, Flesch, 2010. Quantifying fugitive methane emissions from biodigesters, Methane to Market, New Dehli.

ATEE-ClubBiogaz, 2015. Fiche technique de maintenance du moteur de cogénération.

L.Tricot, 2014. Cogénération biogaz : comment optimiser le modèle économique, Environnement et Techniques, n° 339

## INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

---

### TABLEAUX

Tableau 1 – Caractéristiques des trois installations sélectionnées .....	9
Tableau 2 : calendrier des mesures réalisées sur les 3 sites sélectionnés.....	17
Tableau 3 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°1.....	29
Tableau 4 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°2.....	30
Tableau 5 : Données météorologiques utilisées pour les simulations MSS dans le cadre des tests de sensibilité du site N°3.....	32
Tableau 6 : Emissions de méthane au rejet des moteurs de cogénération sur les sites 1 et 3 ; émissions exprimées en débit et en flux massique.....	33
Tableau 7 : Caractéristiques du stockage de digestat partiellement couvert et des émissions estimées.....	35
Tableau 8 : Emissions de méthane des différentes sources ciblées sur les trois sites. Emissions exprimées en débit et en flux massique de méthane par heure .....	44

### FIGURES

Figure 1. Illustration des dispositifs de mesure déployés par l'Ineris au cours du projet MethanEmis..	11
Figure 2 : Photos de mesures de détection de fuites ; confirmation d'une fuite de biogaz par FID .....	12
Figure 3 : Mesures de quantification réalisées par bagging.....	12
Figure 4 : Emissions de polluants en fonction du ratio air/carburant (Source Jenbacher) .....	13
Figure 5. Illustration du prétraitement utilisé sur les données de mesure récoltées durant les campagnes de mesure. ....	18
Figure 6 :Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure sur l'ensemble de la campagne de mesure réalisée sur le site n°1.....	20

Figure 7. Angles de vent présentés sur le domaine de modélisation (à gauche). Rose des vents (à droite) : la taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction. ....	21
Figure 8 : Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°1. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°1. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris.....	22
Figure 9 : Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°1. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.....	23
Figure 10. Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°2. ....	23
Figure 11. Rose des vents pour le site n°2. Les secteurs sont découpés en angles de 10°. La taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction.....	24
Figure 12. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°2. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°2. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris. ....	25
Figure 13. Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°2. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.....	26
Figure 14. Moyennes glissantes sur 12h des séries temporelles des teneurs en méthane et dioxyde de carbone enregistrées au niveau de la station de mesure tout au long de la campagne de mesure réalisée sur le site n°3. ....	26
Figure 15. Rose des vents pour le site n°3. Les secteurs sont découpés en angles de 10°. La taille des pétales indique la fréquence de la direction et la couleur la vitesse du vent dans cette direction.....	27
Figure 16. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (a) et (b) pour le site n°3. Roses de pollutions des teneurs de méthane et dioxyde de carbone présentées en fréquence de teneur selon la direction du vent respectivement en (c) et (d) pour le site n°3. La moyenne des teneurs pour chaque direction de vent est indiquée en gris.....	28
Figure 17. Série temporelle des teneurs en méthane au niveau de la station de mesure sur le site n°3. La frise en haut de la figure reprend en rouge les périodes propices à une exploitation des mesures par modélisation car répondant aux critères de direction et vitesses de vent et de durée supérieure au temps de réponse du système de mesure.....	29
Figure 18 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) au niveau de la station de mesures après simulation par MSS à partir d'une météorologie de type académique dans le cadre des tests de sensibilité du site N°1.....	30
Figure 19 : Dispersion d'un panache de CH <sub>4</sub> (en µg/m <sup>3</sup> ) émis par les sources associées à l'installation de méthanisation sur le site N°2 par le modèle MSS. La dispersion est réalisée à partir de différentes directions de vent (190°, 200°, 205°, 210°, 215° et 230°). ....	30
Figure 20 : Profil vertical des concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) simulées par le modèle MSS à l'issue du test de sensibilité où les sources connues sont toutes considérées. ....	31
Figure 21 : Contribution des sources pour le site N°2 en considérant les types de fonctionnement de flux minimal et maximal dans le cas de simulations MSS initialisées à partir d'une météorologie de type académique .....	31
Figure 22: Dispersion du CH <sub>4</sub> (en µg/m <sup>3</sup> ) calculée par MSS à partir d'une météorologie académique pour des directions de vent de 205°, 215° et 225° sur le site N°3. ....	32
Figure 23 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) simulées par MSS, résultantes des émissions associées aux sources connues de l'installation de méthanisation pour différentes directions de vent (205°, 215° et 225°) sur le site N°3. ....	33
Figure 24 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) mesurées à la station de mesures du site N°1 le 29/10/2018 entre 10h40 et 15h40. ....	34
Figure 25 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en µg/m <sup>3</sup> ) simulées par MSS le 29/10/2018 à 13h30 pour le site N°1.....	35
Figure 26 : Schéma de l'installation de méthanisation du site N°3 avec la représentation des deux cônes de direction de vent permettant d'isoler les émissions des stockages fermé et ouvert de digestat.....	36

Figure 27 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) modélisées par MSS le 13/10/2019 de 0h42 à 0h55 pour le site N°3. .....	36
Figure 28 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (ppm) modélisées par MSS le 08/01/2020 de 2h33 à 4h12 pour le site N°3.	37
Figure 29 : Profil des températures au niveau des rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur (à gauche) et volumes de biogaz stockés au niveau du digesteur et du post-digesteur (à droite).....	39
Figure 30 : Profil des températures au niveau des rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur (à gauche) et volumes de biogaz stockés au niveau du digesteur et du post-digesteur (à droite).....	40
Figure 31 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur.....	40
Figure 32 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur.....	41
Figure 33 : Profil des températures mesurées au rejets des soupapes du digesteur et du post-digesteur.....	41
Figure 34 : Suivi des températures au rejet des soupapes du digesteur en janvier 2020 pour contrôler l'évolution du profil après stabilisation des conditions de fonctionnement sur le site .....	42
Figure 35 : Flux de CH <sub>4</sub> (en kg/h) associé à la phase 1 dite de bouffée du débâchage du stockage de digestat sur le site N°2, le 03/06/2019 de 10h à 10h17. ....	43
Figure 36 : Concentrations de CH <sub>4</sub> (en ppm) modélisées par MSS le 03/06/2019 de 10h01 à 13h pour le site N°2 lors du débâchage du digesteur.....	43

# Annexe 1– Bilan des mesures réalisées au rejet des moteurs de cogénération sur les sites n°1 et n°3 ; mesures des NO<sub>x</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, COV<sub>nm</sub> et formaldéhyde

## Fonctionnement d'un moteur gaz à allumage commandé

Le biogaz est consommé dans des moteurs gaz 4 temps pour produire de l'électricité et de la chaleur. Ces moteurs comprennent plusieurs cylindres (4 à 8) dans lesquels les combustions sont confinées. L'allumage du mélange air/carburant est déclenchée par des décharges électriques au moyen de bougies d'allumage placées directement dans les cylindres.

Les moteurs sont réglés afin d'obtenir des rendements élevés tout en minimisant les coûts d'exploitation ce qui ne permet pas toujours d'atteindre de faibles valeurs d'émission de NO<sub>x</sub>.

## Mode de combustion, influence sur les émissions de polluants

Contrairement aux moteurs fonctionnant au gaz naturel, du fait des caractéristiques du biogaz, les moteurs à gaz alimentés en biogaz fonctionnent en mélange pauvre (lean burn). Ce mode de fonctionnement permet d'atteindre des rendements élevés tout en minimisant la formation de NO<sub>x</sub>.

Le coefficient Lambda ( $\lambda$ ), rapport entre le ratio air-carburant réel et sa valeur à la stœchiométrie ( $\lambda = 1$ ), caractérise la richesse du mélange. Un mélange pauvre (avec de forts excès d'air ou une faible proportion de carburant) dispose donc d'un  $\lambda > 1$ .

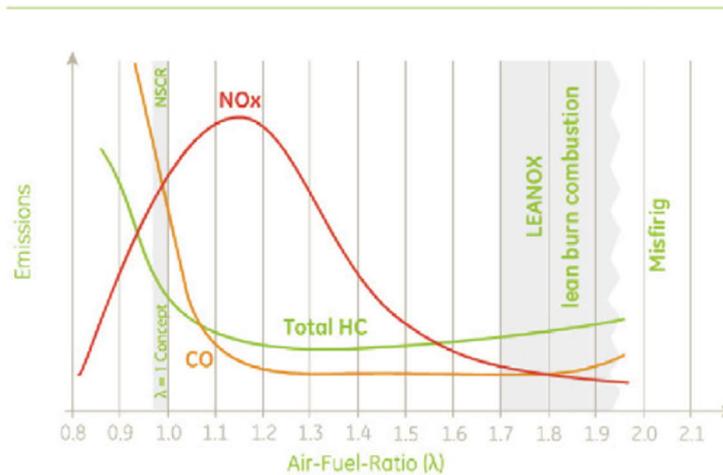
La combustion d'un mélange pauvre en carburant permet de limiter la formation de NO<sub>x</sub> thermiques conduisant à des teneurs inférieures à 500 mg/m<sup>3</sup> ( $\lambda > 1,4$ ) voire 250 mg/m<sup>3</sup> ( $\lambda > 1,7$ ) à 5 % d'O<sub>2</sub> sans dispositif de traitement des fumées.

En effet, l'excès d'air affecte de façon importante les émissions de NO<sub>x</sub> du fait du surplus d'air introduit. Celui-ci conduit à une température de combustion plus faible qui malgré l'augmentation d'azote dans les cylindres permet de minimiser la formation de NO<sub>x</sub> thermique, principale voie de formation de ce polluant. En conséquence, la puissance délivrée est réduite par rapport à un mélange riche (partiellement compensé par l'utilisation d'un turbocompresseur) mais le rendement n'est quasiment pas affecté.

Au-delà d'un  $\lambda$  de 1,4 - 1,5, la combustion peut se dégrader engendrant de plus fortes émissions d'hydrocarbures (défaut d'allumage par manque de carburant) lorsque les moteurs sont réglés manuellement, ce qui est le cas de la plupart des unités qui équipe actuellement les installations agricoles. Une marge de sécurité suffisante est alors nécessaire afin de faire face aux variations de composition du biogaz. Plus cette marge de sécurité sera importante, plus les émissions de NO<sub>x</sub> seront élevées.

Avec un pilotage automatisé du mélange carburant-comburant en fonction des variations de la composition du biogaz (lean burn combustion), les moteurs peuvent opérer à des ratios air/carburant plus élevés, pouvant être compris entre 1,7 et 1,8. Cela permet de réduire fortement les teneurs en NO<sub>x</sub> (à moins de 250 mg/m<sup>3</sup> à 5 % d'O<sub>2</sub>) sans conséquence notable sur les émissions de CO. Cependant, les émissions d'hydrocarbures et de formaldéhyde ont tendance à augmenter légèrement.

Ces différents modes de combustion sont représentés sur le graphe ci-après.



Source Jenbacher

Graphe n°1 : émissions de polluants en fonction du ratio air/carburant.

L'une des principales difficultés de la combustion pauvre en carburant est donc d'ajuster correctement en continu le ratio air/carburant, la composition du biogaz évoluant dans le temps. Une valeur trop faible ne permet pas d'atteindre les valeurs en NOx souhaités, une valeur trop forte peut entraîner un décrochage de la flamme, l'extinction de la combustion et la génération d'imbrûlés. L'obtention du ratio air/carburant souhaité et son maintien en continu, nécessite donc un réglage précis, un pré-mélange air/carburant afin d'introduire un mélange gazeux homogène dans le cylindre ainsi qu'un dispositif permettant d'allumer le mélange au bon moment. Des capteurs de contrôle de la combustion (pression, température, etc.) et un dispositif de gestion de toutes ces informations en temps réel sont indispensables pour conserver ce bon fonctionnement du moteur au cours du temps. Seuls les moteurs de dernière génération et de puissance élevée en sont aujourd'hui équipés.

## Essais effectués

Les essais menés sur deux sites de méthanisation agricole ont pour objectifs :

- De mesurer les émissions de CH<sub>4</sub> des moteurs ;
- De mieux cerner l'influence de divers paramètres de fonctionnement du moteur sur les émissions de polluants ;
- En intervenant sur ces paramètres influents, d'évaluer la réduction des émissions de NOx par rapport aux conditions habituelles de fonctionnement des installations et l'impact sur les émissions d'autres polluants ;
- D'établir des facteurs d'émission de polluants.

Les deux sites de méthanisation agricole retenus comprennent chacun deux unités de cogénération.

Première unité testée : moteur MAN GE2, 6 cylindres de puissance nominale 192 kW. Tous les essais ont été menés à puissance nominale. Les gaz entrants dans la chambre sont refroidis à 40°C. Le moteur fonctionne avec un λ de l'ordre de 1,4.

Les conditions initiales de fonctionnement du moteur étaient les suivantes :

Durée de l'étincelle	Avance à l'allumage	λ	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM	Formaldéhyde
μs	°BTDC		mg/m <sup>3</sup> à 5% d'O <sub>2</sub>	sec	mg éq.C/m <sup>3</sup> sec à 5% d'O <sub>2</sub>		mg/m <sup>3</sup> à 5% d'O <sub>2</sub>
240	20	1,456	566	599	346	<1	26,7

L'influence de plusieurs paramètres sur les émissions de polluants a été étudiée, tels que :

- Le ratio air / carburant (en intervenant sur la pression du turbocompresseur),
- L'avance à l'allumage,
- Et la durée de l'étincelle.

En effet, outre la richesse du mélange, d'autres paramètres, tels que l'avance à l'allumage, qui agissent sur la température dans la chambre de combustion, interviennent également sur les émissions de NOx. De façon à atteindre une combustion complète (optimum de puissance délivrée et de rendement), l'étincelle d'allumage doit se produire juste avant le point mort haut du piston. L'avance à allumage est exprimée en degré (angle que fait la bielle par rapport à l'axe du piston). Elle intervient sur la pression dans la chambre et le temps de séjour des gaz à haute température donc sur les émissions de NOx.

### Influence de la durée de l'étincelle

Durée de l'étincelle	Avance à l'allumage	$\lambda$	CO	NOx	CH <sub>4</sub>	COVNM	Formaldéhyde
$\mu\text{s}$	°BTDC		mg/m <sup>3</sup> à 5 % d'O <sub>2</sub>	sec	mg éq.C/m <sup>3</sup> à 5 % d'O <sub>2</sub>	sec	mg/m <sup>3</sup> à 5 % d'O <sub>2</sub>
260	20	1,446	561	583	302	<1	24,3

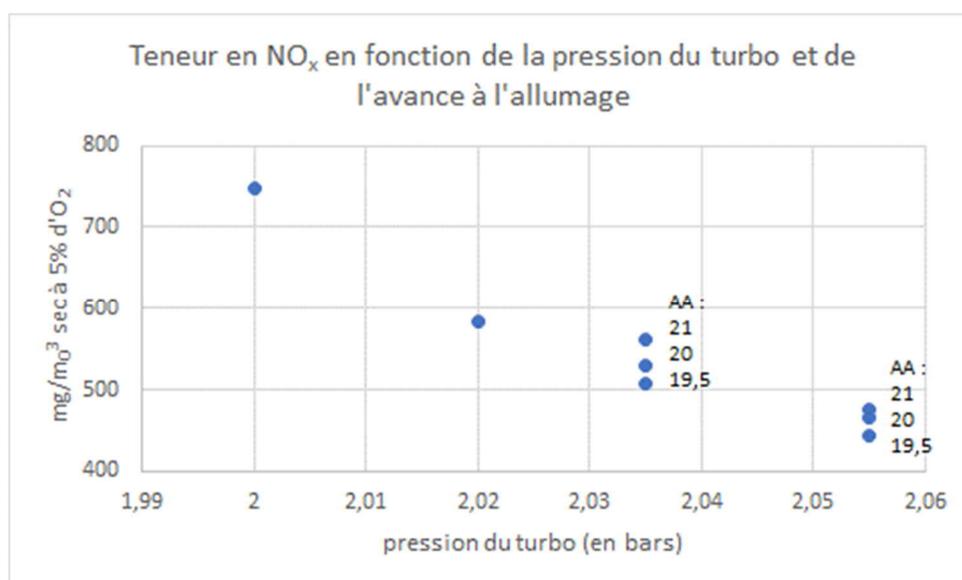
L'augmentation de la durée de l'étincelle, de 240 à 260  $\mu\text{s}$ , permet d'obtenir une combustion plus complète (légère réduction de l'excès d'air et diminution des teneurs en CH<sub>4</sub> et de formaldéhyde dans les fumées respectivement de l'ordre de 15 et 9 %) tout en ayant peu d'impact sur les émissions de NOx et de CO. L'augmentation de la durée de l'étincelle est susceptible d'augmenter légèrement le rendement du moteur mais de limiter la durée de vie de la bougie d'allumage.

### Influence de l'intensité de l'étincelle

Ce paramètre n'a pu être testé car le système de pilotage du moteur compense la modification de l'intensité en agissant sur d'autres paramètres de façon à délivrer une énergie constante au mélange.

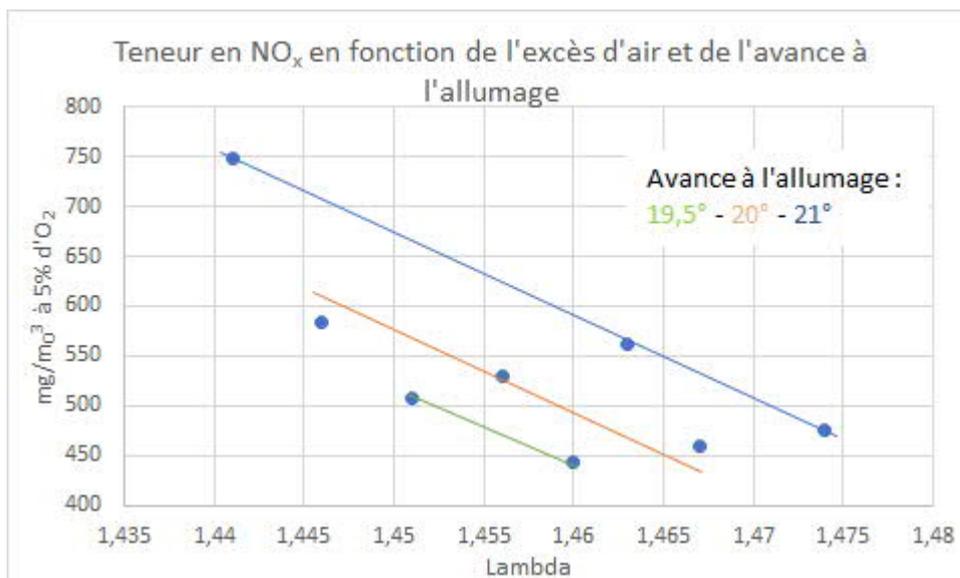
### Influence de l'excès d'air et de l'avance à l'allumage

Les résultats obtenus, pour une durée d'étincelle de 260  $\mu\text{s}$ , sont présentés dans les graphes suivants :



AA : avance à l'allumage

Graphique n°2 : teneur en NO<sub>x</sub> en fonction de la pression du turbocompresseur et de l'avance à l'allumage.



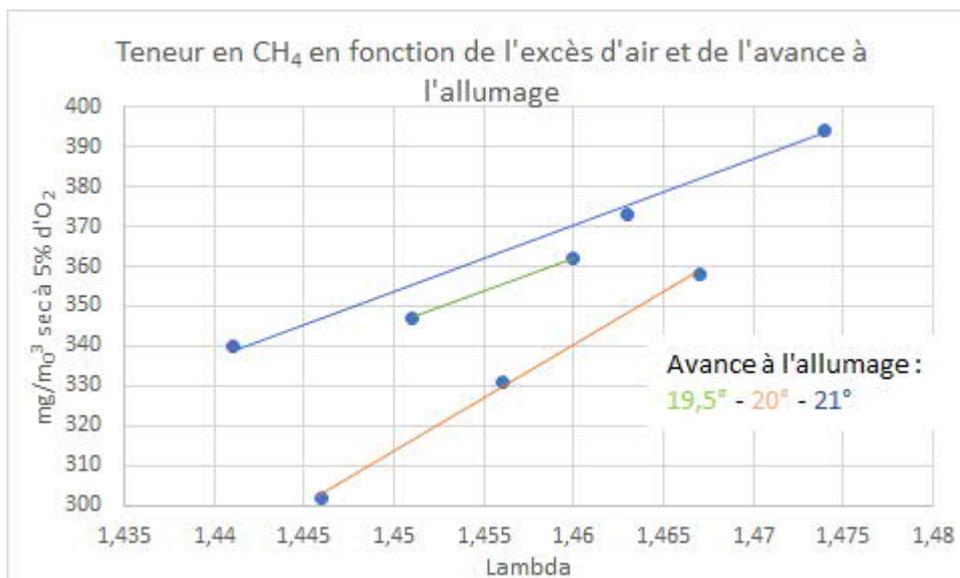
Graphie n°3 : teneur en NO<sub>x</sub> en fonction du ratio air/carburant et de l'avance à l'allumage.

Comme attendu, ces résultats mettent en évidence une forte influence du ratio air/carburant et dans une moindre mesure de l'avance à l'allumage sur les émissions de NO<sub>x</sub>.

Si une pression du turbocompresseur de 2,055 bars semble difficile à tenir en continu du fait des fluctuations de la composition du biogaz, une pression de 2,035 bars et une avance à l'allumage de 19,5° permettrait de réduire les émissions de NO<sub>x</sub> de 15 % environ sans dégrader a priori le rendement.

Pression du turbo	Durée de l'étincelle	Avance à l'allumage	λ	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM
bars	μs	°BTDC		mg/m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>		mg éq.C/m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>	
Conditions initiales							
2,020	240	20	1,456	566	599	346	<1
Conditions après modification de la pression du turbo et de l'avance à l'allumage							
2,035	260	20	1,456	562	529	331	25
2,035	260	19,5	1,451	555	508	347	5

Pour le CH<sub>4</sub>, l'impact négatif de l'augmentation de la pression du turbocompresseur et de la réduction de l'avance à l'allumage est compensé par l'impact positif de l'augmentation de la durée de l'étincelle. L'impact sur les émissions d'imbrûlés (COVNM) est minime.



Graphie n°4 : teneur en CH<sub>4</sub> en fonction du ratio air/carburant et de l'avance à l'allumage.

### Commentaires

Les résultats obtenus mettent en évidence un bon réglage du moteur, un gain de 15 % sur les émissions est accessible si la composition du biogaz n'évolue pas trop dans le temps en agissant sur la pression du turbocompresseur, l'avance à l'allumage et la durée de l'étincelle tout en ayant a priori peu d'impact sur le rendement. Cette configuration permet d'atteindre une teneur en NO<sub>x</sub> de 500 mg/m<sup>3</sup> sec à 5 % d'O<sub>2</sub>, valeur mentionnée par le constructeur.

Seconde unité testée : moteur MAN GE1 6 cylindres de puissance nominale 140 kW. Tous les essais ont été menés à puissance nominale. Les gaz entrants dans la chambre ne sont pas refroidis (température du mélange : 80°C). Le moteur fonctionne avec un  $\lambda$  de l'ordre de 1,4.

Les conditions initiales de fonctionnement du moteur n'ont pu être établies précisément : le moteur présentait des ratés d'allumage. Un câble d'alimentation défectueux d'une bougie a été changé avant la réalisation des mesurages.

Deux conditions ont été testées après redémarrage du moteur : une carburation enrichie et appauvrie en carburant. La carburation appauvrie a été obtenue au moyen d'un réglage manuel, le pilotage automatisé ne permettant pas un réglage stable. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau ci-après.

Pression du turbo	$\lambda$	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM	Formaldéhyde
bars		mg/m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>		mg éq.C/ m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>		mg/ m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>
1690	1,409	424	810	209	9,8	27,4
1790	1,485	472	339	318	13,9	36,6

Ces résultats mettent en évidence là encore la forte influence du ratio air/carburant sur les émissions de NO<sub>x</sub>. Dans ce cas, une réduction de la teneur en NO<sub>x</sub> de 58 % ce traduit par une augmentation des émissions de CH<sub>4</sub> de 53 % et de formaldéhyde de 34 %. Une teneur en NO<sub>x</sub> de 339 mg/ m<sup>3</sup> sec à 5 % d'O<sub>2</sub> paraît toutefois difficile à atteindre en continu à l'émission de ce moteur du fait des fluctuations de la composition du biogaz.

Troisième et quatrième unité testée : moteur 2G, GC1, 6 cylindres de puissance nominale 285 kW et CG2, 8 cylindres de puissance nominale 250 kW. Afin de respecter strictement la VLE en NOx de 500 mg/ m<sup>3</sup> sur gaz sec, quel que soit la puissance de fonctionnement du moteur, les valeurs de  $\lambda$  suivantes sont fixées :

- 1,61 à 265 kW ;
- 1,57 à 198 kW ;
- 1,53 à 132 kW.

Les conditions initiales de fonctionnement des moteurs étaient les suivantes :

Moteur	Puissance	CO	NOx	CH <sub>4</sub>	COVNM	Formaldéhyde
		mg/ m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>		mg éq.C/ m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>		mg/ m <sup>3</sup> sec à 5 % d'O <sub>2</sub>
GC1	220	805	525	1756	<1	37,6
GC2	200	748	507	1159	<1	32,8

Autres paramètres : avance à l'allumage 20° BTDC et enrichissement du mélange 36,5 %.

Par manque de biogaz, les moteurs ne fonctionnent pas à allure nominale. Lors des essais sur site, il n'a pas été possible de modifier ce paramétrage des valeurs de consigne en  $\lambda$  en fonction de la puissance ; ces valeurs étant verrouillées. Il n'a pas non plus été possible d'intervenir sur d'autres paramètres, les modifications apportées étant en partie compensées par l'automate.

### Détermination des facteurs d'émission

Des facteurs d'émission en CH<sub>4</sub>, NOx et formaldéhyde ont été déterminés pour les 4 moteurs ayant fait l'objet d'essais. Ils sont exprimés en g de polluants émis par normal mètre cube de biogaz consommé ou par kWh entrant en considérant pour le méthane un PCI de 9,94 kWh/m<sup>3</sup>.

Polluants	Puissance nominale / réelle <sup>1</sup> (kW)	CO	NOx (éq. NO <sub>2</sub> )	CH <sub>4</sub>	Formaldéhyde
GE1	140 / 140	3,8 - 4,0	2,9 - 7,1	2,5 - 3,6	0,25 - 0,31
GE2	192 / 192	4,7 - 4,8	3,9 - 5,1	3,9 - 4,4	0,21 - 0,23
GC1	285 / 220	6,2 - 6,3	4,2 - 5,1	19,3 - 22,3	0,27
GC2	250 / 200	6,3 - 6,7	4,4 - 4,7	12,5 - 13,1	0,32

<sup>1</sup> : puissance réelle de fonctionnement lors des essais

Facteurs d'émission en g/m<sup>3</sup> de biogaz

Polluants	Puissance nominale / réelle (kW)	CO	NOx (éq. NO <sub>2</sub> )	CH <sub>4</sub>	Formaldéhyde
GE1	140 / 140	0,64 - 0,68	0,49 - 1,21	0,42 - 0,61	0,042 - 0,053
GE2	192 / 192	0,80 - 0,81	0,66 - 0,86	0,66 - 0,74	0,035 - 0,038
GC1	285 / 220	1,15 - 1,16	0,78 - 0,94	3,6 - 4,1	0,051
GC2	250 / 200	1,17 - 1,24	0,81 - 0,86	2,3 - 2,4	0,058

Facteurs d'émission en g/kWh entrant

## Commentaires

Les caractéristiques des deux moteurs du premier site GE1 et 2 sont relativement proches (même constructeur et gamme de puissance). Toutefois contrairement aux autres moteurs, le GE2 dispose d'un refroidissement du mélange air/biogaz à 45°C (80°C pour le GE1, moteur plus ancien non refroidi) qui permet d'abaisser la teneur en NOx des gaz d'échappement du fait d'un abaissement de la température de flamme. Ce dispositif concourt très probablement à dégrader légèrement la qualité de la combustion d'où des facteurs d'émission en CO et CH<sub>4</sub> un peu plus élevés observés par rapport au moteur GE1.

Ces moteurs sont réglés manuellement en jouant notamment sur l'enrichissement du mélange à partir d'une teneur en NOx à l'émission relevé lors de chaque maintenance au moyen d'un analyseur portable. Une marge de manœuvre suffisante est retenue de façon à éviter tout défaut d'allumage du fait des variations des caractéristiques du biogaz. La qualité de combustion (mesure du CO) est également prise en compte. La valeur de 500 mg/m<sup>3</sup> sec à 5 % d'O<sub>2</sub> en NOx peine à être respectée (valeur plus proche de 600 mg/m<sup>3</sup> sec à 5 % d'O<sub>2</sub> obtenue avant maintenance/réglage).

Sur le moteur GE1, des tests ont été menés avec un mélange enrichi puis appauvri en biogaz. Cela se traduit par une fourchette relativement large de facteurs d'émission en NOx et en CH<sub>4</sub> notamment et permet de définir, pour ce moteur avec les réglages habituellement effectués et pour ces polluants, les valeurs minimum et maximum des facteurs d'émission.

Les deux moteurs du second site GC1 et GC2 ont également des caractéristiques très similaires (même constructeur, même technologie, même gamme de puissance). Ils sont réglés de la même manière : afin de respecter strictement la VLE en NOx de 500 mg/m<sup>3</sup> à 5 % d'O<sub>2</sub> sur gaz sec, quelle que soit la puissance de fonctionnement du moteur, des valeurs de  $\lambda$  prédéfinies sont entrées dans un automate qui ajuste en continu l'enrichissement en biogaz pour atteindre ces valeurs. Un contrôle de la teneur en NOx et en CO est effectué au moyen d'un analyseur portable afin de s'assurer de l'atteinte de cet objectif. Le mélange brûlé dans les unités de cogénération de ce second site est plus pauvre que sur le premier site (+0,15 point de  $\lambda$  environ à allure nominale) ce qui conduit à des émissions de NOx légèrement plus faibles.

Par rapport au moteur GE2 refroidi, il est observé des facteurs d'émission en NOx assez similaires, preuve qu'un réglage automatisé du  $\lambda$  permet de minimiser les émissions de ce polluant quelles que soient les conditions de fonctionnement du moteur.

Malheureusement ce réglage moteur, basé uniquement sur les NOx, ne prend pas suffisamment en compte la dégradation de la qualité de la combustion, mise en évidence par une augmentation des émissions de CO et de formaldéhyde de l'ordre de 45 à 50 % à énergie entrante comparable et surtout des émissions de CH<sub>4</sub> de 400 % environ.

Outre l'impact environnemental lié à ces émissions supplémentaires, l'impact énergétique est également important en faisant chuter le rendement global de l'installation. Les pertes en méthane (méthane imbrûlé par rapport au méthane entrant dans les moteurs) sur le premier et le second site sont respectivement de l'ordre de 0,9 et 4,2 %. Un meilleur réglage des moteurs de ce second site devrait permettre de réduire très sensiblement les émissions de méthane tout en n'ayant pas trop d'impact sur les émissions de NOx. Ce réglage n'a pas pu être effectué lors de notre intervention sur site avec le technicien de la société de maintenance des moteurs du fait du verrouillage des paramètres de fonctionnement ( $\lambda$  notamment).

Sur les sites de méthanisation agricole, le méthane n'est pas mesuré en sortie moteur par la société qui assure la maintenance du moteur ce qui paraît dommageable dans le cas présent.

Enfin, lors de l'ensemble des essais menés, les émissions de formaldéhyde évoluent dans le même sens que celles en CO et en CH<sub>4</sub>. L'amélioration de la qualité de combustion conduit donc à une réduction des émissions de ce polluant. D'autres paramètres notamment les caractéristiques des produits entrants sont toutefois également susceptibles d'intervenir sur les émissions de ce polluant.

## L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols, etc., nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

## LES COLLECTIONS DE L'ADEME



### FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



### CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



### ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



### EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



### HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



## MethanEmis – Surveillance des émissions de méthane d’installations de méthanisation agricoles

Un suivi environnemental des teneurs en méthane sur trois mois et des campagnes spécifiques à l’émissions des sources ont été mis en œuvre sur trois installations, par l’Ineris.

L’empreinte méthane des installations de méthanisation n’est pas différenciable du fond environnemental agricole quand l’installation est en fonctionnement nominal. Les taux de fuites aux équipements représentent moins de 3 % du méthane produit et leur réparation est efficace. Des phénomènes de surpression et de régulation de pression à l’origine d’émissions ont été constatées au niveau des soupapes de sécurité. En revanche, l’efficacité des torchères utilisées sur ces installations n’a pas pu être estimée.

Les émissions de sources ou situations pour lesquelles la mesure directe est délicate, ont également pu être estimées : les stockages de digestat ouverts et couverts, le débâchage partiel d’un digesteur. Pour ce faire, la méthode de proche en proche par modélisation de la dispersion atmosphérique a été utilisée.

### *Essentiel à retenir ou exergue ou discours marketing*

Les trois installations suivies sont représentatives d’installations de méthanisation agricole en infiniment mélangé, mésophile et avec agitation mécanique. Elles sont à évolution régulière et raisonnée. Le dimensionnement initial se base, pour les installations les plus récentes, sur les matières disponibles sur l’exploitation et au bout de deux années environ, elles évoluent pour accepter d’autres matières après un premier retour d’expériences sur la prise en main de l’installation.

Les émissions de CH<sub>4</sub> en situation nominale (hors stockage de digestat) représentent moins de 5 % du CH<sub>4</sub> produit sur les installations. Les émissions des stockages de digestat peuvent représenter une part notable des émissions en situation nominale. L’analyse des situations de dysfonctionnements rencontrées mériterait d’être poursuivie pour estimer les taux de pertes associées.

Ce projet a été l’occasion, pour l’Ineris, de développer une démarche innovante s’appuyant sur la synergie de différentes expertises. Il a permis d’approcher les émissions de différentes sources pour lesquelles la mesure directe est délicate.

