Cerema

Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation

Barrières et leviers pour une meilleure valorisation

© Arnaud Bouissou - Terra

© Laurent Mignaux - Terra

© Arnaud Bouissou - Terra

© DVT - Cerema

Mars 2018

Cerema Ouest / Département Transitions Territoriales

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE

Direction Générale Énergie Climat

Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation

Barrières et leviers pour une meilleure valorisation

Historique des versions du document

Version	Date	Commentaires
V1	01/09/17	Première version
V2	01/12/17	Version avant relecture
V3	15/01/18	Version après relecture
V4	09/03/18	Finalisation et mise en forme

Affaire suivie par

Cindy MELFORT - Cerema Ouest – Groupe Bâtiment-Energie
Tél. : 02.40.12.83.55
Courriel : cindy.melfort@Cerema.fr
Cerema Ouest

Affaire suivie par

Maëlle ALLAIN - Cerema Ouest – Groupe Bâtiment-Energie
Tél. : 02.40.12.85.42
Courriel : maelle.allain@Cerema.fr
Cerema Ouest

Références

N° d'affaire : C16OV0093
Maître d'ouvrage : DGEC

Rapport	Nom	Date	Visa
Établi par	Maëlle ALLAIN Cindy MELFORT Tanguy ALLO	Janvier 2018	
Relu par	Odile LEFRERE	Janvier 2018	
Validé par	Sylvie LEVEAUX	Mars 2018	

La méthanisation est un processus permettant de produire du biogaz pouvant être valorisé directement en injection dans le réseau de gaz ou transformé en chaleur et en électricité.

En 2016, la France compte plus de 520 installations pour 116 MW électriques installés. Plus de 90 % de ces unités valorisent le biogaz produit à travers une chaudière (27 %) ou une unité de cogénération (65 %).[1]

Cette filière de production d'énergies renouvelables est portée notamment par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de 2016 qui prévoit une hausse de la puissance installée à 237 MW électrique à l'horizon 2023.

Pour optimiser la valorisation de cette chaleur renouvelable, il apparaît nécessaire de développer en parallèle les réseaux de chaleur, qu'ils soient techniques, privés ou publics, pour distribuer cette énergie au plus près des besoins.

Cependant, cette valorisation de la chaleur via les réseaux se trouve confrontée à plusieurs freins, évoqués par les porteurs de projets.

Du côté du développement des projets de méthanisation, la durée de développement et d'instruction, l'acceptabilité des projets mais également les aspects économiques et financiers reviennent souvent à travers les témoignages recueillis.

Concernant la valorisation de la chaleur, c'est l'absence de tarifs de rachat, l'éloignement et la saisonnalité des besoins qui sont cités comme principales difficultés.

Plusieurs actions sont d'ores et déjà mises en place. D'autres leviers sont, quant à eux, à explorer.

Ainsi, des pistes techniques et financières peuvent alléger les contraintes évoquées pour la valorisation de la chaleur, notamment :

- le déploiement du stockage de la chaleur ou du biogaz pour lisser les phénomènes de saisonnalité des besoins en chaleur ;
- la réflexion sur un encadrement de la vente de la chaleur ;

Des réponses d'ordre plus administratif peuvent être apportées pour faciliter le développement des projets, notamment à caractère innovant, avec :

- la mise en place d'un suivi spécifique de l'administration pour les projets à caractère innovant ;
- l'optimisation des procédures d'instruction.

Les conclusions de l'étude mettent également l'accent sur l'articulation nécessaire entre porteurs de projet et collectivités avec :

- l'élaboration d'outils permettant l'aide à la planification et au développement de la filière méthanisation ;
- le développement synchronisé des réseaux de chaleur et des projets de production de chaleur renouvelable sur le territoire en instaurant, en amont, un dialogue avec les collectivités compétentes.

L'ensemble de ces mesures, associé aux retours d'expériences en France et à l'étranger devrait contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

1 Chiffres issus de SINOE, 2016

SOMMAIRE

1 Introduction 7

2 Contexte énergétique en termes de planification 7

2.1.Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) et Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) 7

2.2.Le Plan EMMA (Énergie Méthanisation Autonomie Azote) 8

2.3.Les réseaux de chaleur et la méthanisation au sein de la planification territoriale 9

3 Le processus de méthanisation 13

3.1.Le processus biologique 13

3.2.Les installations de méthanisation 15

3.3.Les valorisations énergétiques du biogaz 16

3.4.Les acteurs de la filière biogaz 18

4 Valorisation de la chaleur issue du biogaz au sein des réseaux 19

4.1.Utilisation du biogaz pour les réseaux techniques 20

4.2.La vente de la chaleur à des réseaux privés 23

4.3.L'alimentation des réseaux de chaleur publics par des chaufferies biogaz 24

5 État des lieux de la méthanisation et des réseaux de chaleur en France 25

5.1.État des lieux des installations de méthanisation 25

5.2.État des lieux des réseaux et demande en chaleur 28

6 Analyse des témoignages des acteurs de la filière 29

6.1.Les témoignages 29

6.2.Le montage du projet et l'accompagnement 31

6.3.Les aspects techniques 33

6.4.Le financement et la rentabilité (aspects économiques et financiers) 35

6.5.Aspects réglementaires 39

6.6.Enjeu social et sociétale 40

7 Leviers à activer pour une meilleure valorisation de la chaleur 41

7.1.Orienter les politiques publiques 41

7.2.Développer des outils d'aide à la filière 43

Conclusion 44

Annexes 45

ANNEXE 1 - Le potentiel de développement de la méthanisation dans les SRCAE (tableau détaillé) 45

ANNEXE 2 - Les réactions de la méthanisation 47

ANNEXE 3 - Les techniques de méthanisation 48

ANNEXE 4 - ENNEZA – Exploitation d'une unité de méthanisation à la ferme avec déshydratation dans le prolongement de l'exploitation familiale en polyculture-élevage 50

ANNEXE 5 - SEVADEC – Valorisation territoriale des déchets industriels en milieu urbain 51

ANNEXE 6 - États des lieux des unités de méthanisation 52

ANNEXE 7 - Questionnaire à destination des gestionnaires d'unités de méthanisation 53

ANNEXE 8 - Evolution du tarif de rachat du biogaz 55

ANNEXE 9 - Réglementation 56

ANNEXE 10 - L'évolution technique du secteur de la méthanisation et les dernières avancées en R&D 57

Bibliographie 59

Glossaire 60

1- Introduction

La France compte plus de 520 installations de méthanisation, un chiffre relativement bas par rapport à ses voisins européens, malgré une forte activité agricole par ailleurs.

Les récents projets de loi[2] confirment les objectifs de développement de 1000 méthaniseurs à la ferme à l'horizon 2020 et affirment la priorité d'usage de la méthanisation en faveur de la production de chaleur et de l'injection puis de la production d'électricité avec valorisation de chaleur.[3]

Pourtant, la réalité du terrain ne permet pas toujours d'accéder à ces priorités de valorisations :

- la mise en place d'un tarif de rachat du biométhane en 2011, ainsi que la révision des tarifs de rachat de l'électricité en 2012, associés à l'absence de tarif de rachat de la chaleur ;
- le manque de lien entre les producteurs de chaleur et les consommateurs ;
- une réglementation asynchrone avec les nouveautés techniques ;
- les contraintes techniques ;
- la longueur de certaines procédures.

Ce rapport permet de comprendre ces réalités à l'aide de témoignages de gestionnaires d'unités de méthanisation, et formule des propositions d'actions pour améliorer la valorisation de la chaleur.

2 Contexte énergétique en termes de planification

2.1. Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) et Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)

La LTECV du 17 août 2015 vise à préparer l'après énergie fossile et à instaurer un modèle énergétique robuste et durable.

La loi fixe des objectifs à moyen et long termes dont notamment :

- Réduire les émissions de gaz à effets de serre (GES) de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par 4 les émissions de GES entre 1990 et 2050 (facteur 4)
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030

La transition énergétique nécessite une mobilisation des territoires à toutes les échelles et prévoit de nombreuses mesures pour favoriser l'action des acteurs locaux.

La LTECV met également en place de nouveaux outils de pilotage aux niveaux national et local et fixe des objectifs qui sont détaillés à travers la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), feuille de route du développement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) en France.

La PPE de 2016 prévoit l'augmentation de plus de 70 % de la capacité installée des énergies renouvelables électriques et de plus de 30 % la production de chaleur renouvelable pour atteindre 32 % des ENR dans la consommation finale d'énergie en 2030

Pour la filière méthanisation cela se traduit par :

- une augmentation de 50 à 60 MW / an d'énergie produite par le **biogaz**
- un accroissement de 20 à 30 MW / an délivrés par les unités de **méthanisation**

La PPE prévoit également plusieurs actions en faveur des entreprises pour **la filière méthanisation** :

- simplification des démarches administratives pour développer plus rapidement les projets d'énergies renouvelables. Le délai de raccordement aux réseaux publics est ainsi réduit à 18 mois,
- amélioration de la visibilité des appels d'offres d'énergies renouvelables grâce à un calendrier pluriannuel qui sera rendu public au sein de la PPE,
- facilitation au raccordement des installations de méthanisation et accroissement de la flexibilité des réseaux de gaz,
- valorisation prioritaire de l'injection de biogaz, plus efficace que la production d'électricité et ce afin de ne pas gaspiller la ressource,
- mise en œuvre de l'arrêté tarifaire pour le rachat de l'électricité pour développer 10 à 15 MW par an pour les installations de méthanisation de moins de 0,5 MW, à travers notamment un appel d'offres tri annuel pour développer 10 MW par an d'installations nouvelles de méthanisation.

2 Voir chapitre 2 sur le contexte énergétique
3 Référence à la PPE 2016

Objectifs de la PPE sur la méthanisation

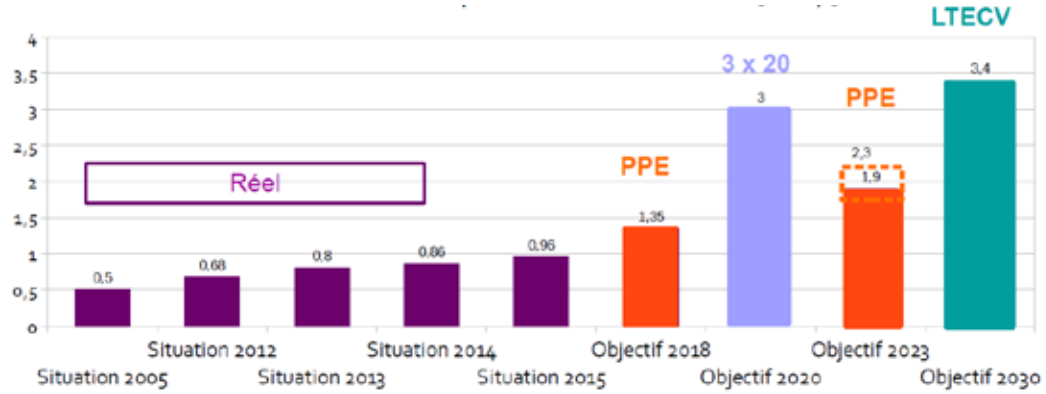
Filière		2014	2018	2023
Gaz renouvelable	Production de biométhane	-	-	8TWh (en favorisant l'injection de biométhane dans les réseaux).
	BioGNV	-	0,7 TWh	2TWh (soit 20 % des consommations de GNV, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables).
Électricité renouvelable	Méthanisation	85 MW	137 MW	237 MW
	Déchets, biogaz de décharge et de STEP	Environ 1 200 MW	Environ 1 350 MW	Environ 1 500 MW
Chaleur renouvelable	Biogaz	100 ktep	300 ktep	700 ktep (scénario bas) 900 ktep (scénario haut)
	EnR et de récupération livrée par les réseaux	-	1 350 ktep	1 900 ktep (scénario bas) 2 300 ktep (scénario haut)

La PPE implique également les **réseaux de chaleur** comme moyen de véhiculer ces énergies renouvelables. Elle prévoit une multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable livrée par les réseaux de chaleur d'ici à 2030, soit 3,4 Mtep.

Pour atteindre ces objectifs, il faudra plus que doubler le rythme actuel de développement des EnR&R des réseaux de chaleur. Cette croissance de quantité de chaleur renouvelable livrée passe entre autre par l'augmentation de la part EnR&R des réseaux : elle est déjà passée de 27 % à 47 % entre 2007 et 2013 et l'objectif de la PPE est d'atteindre 50 % en 2018 puis entre 55 et 60 % à partir de 2023.

Les sources à prioriser sont la biomasse, la géothermie, le solaire thermique et **le biogaz**.

Objectifs de développement des réseaux de chaleur et de froid ENR&R prévus par la PPE



Source : Cerema – Pôle Réseaux de chaleur 2017

2.2. Le Plan EMMA (Énergie Méthanisation Autonomie Azote)

Lancé en 2013, le Plan EMMA comporte 2 volets, «Azote» et « Méthanisation » et vise à :

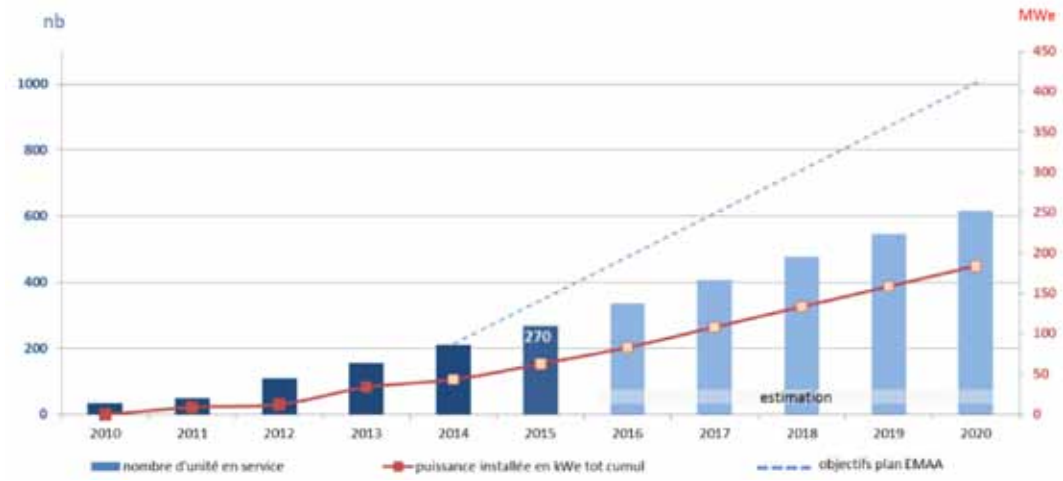
- gérer l'azote dans une logique globale sur les territoires, en valorisant l'azote organique et en diminuant la dépendance à l'azote minéral. Cette logique repose sur une plus grande autonomie des exploitations. En visant à limiter les pertes en azote, ce plan s'inscrit dans une démarche agronomique fondée sur **le respect de l'équilibre de la fertilisation et la réduction globale du recours aux intrants** ;
- développer un **«modèle français de la méthanisation agricole»** pour en faire un complément de revenus pour les exploitations, en valorisant l'azote et en favorisant le développement des énergies renouvelables, dans une perspective d'agriculture durable et de transition énergétique et écologique. L'objectif est de **développer en France, à l'horizon 2020, 1 000 méthaniseurs à la ferme.**

Objectifs du volet « Méthanisation » du Plan EMMA

* Encourager le **développement d'installations agricoles collectives**, dans une logique d'ancrage territorial et dans le respect de la diversité des territoires, pour atteindre 1 000 méthaniseurs à la ferme à l'horizon 2020.
* Encourager la **valorisation agronomique des digestats** de méthanisation
* Créer, par les **soutiens à l'innovation**, une filière française d'équipements de méthanisation

En 2017, la France comporte 291 unités de méthanisation à la ferme, soit 1,5 fois plus qu'en 2013.

Evolution du nombre et de la puissance des unités de méthanisation



Source : Plan EMAA

Pour en savoir plus sur le Plan EMAA
➲ http://agriculture.gouv.fr/le-plan-energie-methanisation-autonomie-azote

2.3. Les réseaux de chaleur et la méthanisation au sein de la planification territoriale

Les documents de planification à différentes échelles offrent un cadre pour le développement des EnR&R et leur distribution par les réseaux de chaleur.

Il est important d'aborder les potentiels de développement de la méthanisation et des réseaux de chaleur dès la phase d'élaboration d'un projet d'aménagement du territoire. Des documents de planification, à différentes échelles, le permettent :

- les **SRCAE/SRADDET**, en régions ;
- les **PCAET** pour les EPCI à fiscalité propre ;
- les PLU au sein des communes ;

Le SRCAE, une description régionale du potentiel

Le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) définit les orientations régionales et stratégiques en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), de lutte contre la pollution atmosphérique, d'amélioration de la qualité de l'air, de maîtrise de la demande, de développement des énergies renouvelables et d'adaptation au changement climatique. Suite à la loi NOTRe, les Régions doivent réaliser un Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) pour le 31 décembre 2018 qui intègre le SRCAE.

Concernant la méthanisation, l'ensemble des SRCAE (un par région avant fusion et DOM) affiche un objectif de développement sur la filière biogaz. Cependant, le périmètre de cette filière peut varier d'une région à l'autre.

Contenu du SRCAE

- Un état des lieux régional à travers un bilan énergétique comprenant :
  - * Un inventaire des émissions de GES
  - * Un inventaire des principales émissions de polluants atmosphériques
  - * Un inventaire des consommations énergétiques à travers les thématiques bâtiments, industrie, agriculture et transports
  - * Une évaluation du potentiel énergétique, renouvelable et de récupération
  - * Un recensement de l'ensemble des réseaux de chaleur
- Des objectifs et des orientations aux horizons 2020 et 2050 en termes :
  - * De développement des énergies renouvelables
  - * De maîtrise des consommations énergétiques
  - * De réduction des émissions de GES et de polluants atmosphériques
  - * D'évaluation des potentiels d'économies d'énergie

Le tableau ci-dessous reprend l'ensemble des chiffres affichés dans ces documents de planification et met en évidence les dynamiques souhaitées au niveau régional. Afin de comparer les régions entre elles, le taux de croissance annuel moyen (TCAM) a été calculé en se basant sur l'année de référence et l'objectif de développement d'ici 2020 pour la filière biogaz.

Tableau des potentiels de développement de la filière biogaz dans les SRCAE[4-5] (détail en Annexe 1)

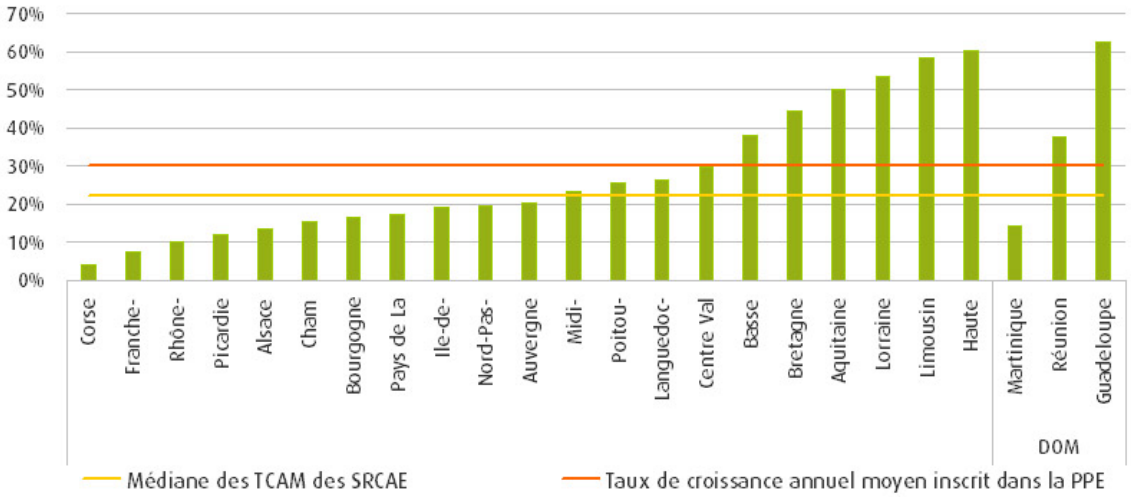
Régions		Année de référence SRCAE	Potentiel de développement SRCAE en 2020	TCAM
AURA	Auvergne	1,2 ktep (électrique) en 2008	2 ktep (chaleur) et 9 ktep (électrique) en 2020	19 %
	Rhône-Alpes	12,5 ktep en 2005	53 ktep en 2020	10 %
Bourgogne Franche-Comté	Bourgogne	55 GWh en 2009	295 GWh en 2020	16 %
	Franche-Comté	0,1 ktep (chaleur) et 2,4 ktep (électricité) en 2008	3,5 ktep (chaleur) et 2,4 ktep (électricité) en 2020	7 %
Bretagne		4 GWh (électrique) et 30 GWh (chaleur) en 2010	Scénario haut : 760 GWh (électricité) et 600 GWh (chaleur) en 2020	45 % (haut)
Centre Val de Loire		6 ktep en 2010	80 ktep en 2020	30 %
Corse		9 GWh en 2011 (électricité)	13 GWh (électricité) en 2020	4 %
Grand Est	Alsace	3 ktep en 2009	12 ktep en 2020 et 40 ktep en 2050	13 %
	Champagne-Ardenne	51 GWh (chaleur) et 25 GWh (électricité) en 2010	Scénario volontariste 2020 : 182 GWh (chaleur) et 132 GWh (électricité)	15 % (haut)
	Lorraine	Environ 7 GWh en 2011	165 GWh (électricité) et 170 GWh (chaleur) en 2020	54 %
Hauts-de-France	Nord-Pas-de-Calais	120 GWh (chaleur) et 20 GWh (électricité) en 2009	1 000 GWh en 2020	20 %
	Picardie	90 GWh (électricité) et 75 GWh (chaleur) en 2010	505 GWh en 2020	12 %
Île-de-France		298 GWh en 2009	2046 GWh en 2020	19 %
Normandie	Basse-Normandie	7 GWh en 2009	243 GWh en 2020	38 %
	Haute-Normandie	19 GWh en 2013	515 GWh en 2020	60 %
Nouvelle-Aquitaine	Aquitaine	10 GWh (chaleur) en 2010	585 GWh dont 480 GWh (chaleur et injection) et 105 GWh (électricité) en 2020	50 %
	Limousin	0,5 GWh en 2009	78 GWh en 2020	58 %
	Poitou-Charente	137 GWh en 2011	1066 GWh en 2020	26 %
Occitanie	Languedoc-Roussillon	41 GWh dont 4 GWh (chaleur) et 37 GWh (électricité) en 2010	421 GWh dont 176 GWh (chaleur) et 245 GWh (électricité) en 2020	26 %
	Midi-Pyrénées	4,6 GWh (électricité) et 0,8 ktep (9,3 GWh) (chaleur) en 2008	67 GWh (électricité), 4,5 ktep (52 GWh) (chaleur) et 4,5 ktep (52 GWh) (injection) en 2020	23 %
Pays de La Loire		19 ktep en 2011	80 ktep en 2020	17 %
Provence-Alpes-Côte d'Azur		Pas de données concernant la méthanisation	625 GWh en 2020	Non calculé
DOM-TOM	Guadeloupe	0,2 MW en 2011 (1,5 GWh)	Scénario haut : 16 MW en 2020 (120 GWh)	63 % (haut)
	Martinique	0,5 MW (4 GWh) en 2010	2 MW (15 GWh) en 2020	14 %
	Réunion	7,6 GWh (1 MW) en 2010	6 à 12 MW (45 à 90 GWh) en 2020	37 %
	Guyane	90 % des déchets non valorisés	Biogaz issus des centres de stockage des déchets 7 à 9 MW (52 à 67 GWh) d'ici 2030	Non calculé

4 Pour information : 1 tep = 11 630 kWh ; Nombre d'heures de fonctionnement moyen d'une installation = 7 500 h/an ; TCAM = Taux de croissance annuel moyen

NB : le taux de croissance annuel moyen de la région PACA n'a pu être calculé, faute de données concernant l'état initial de la filière biogaz dans le SRCAE. Il en est de même pour la Guyane. Mayotte ne possède pas de SRCAE.

5 Les périmètres de la filière biogaz ne sont pas totalement superposables pour chaque SRCAE, mais ces chiffres permettent tout de même d'avoir une vision sur le développement de cette filière à l'horizon 2020. Lorsque les SRCAE présente un scénario haut et un scénario bas, seule la fourchette haute a été retenue dans le tableau.

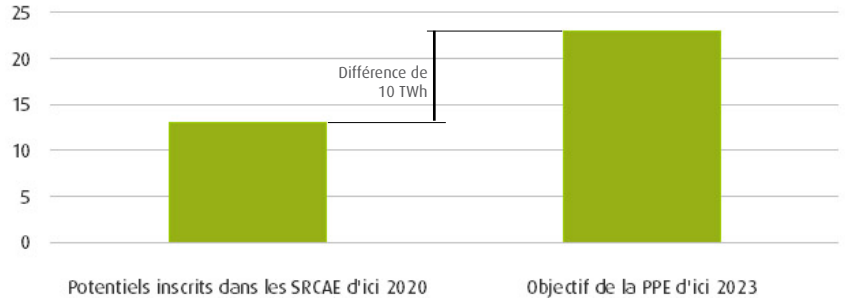
Taux de croissance annuel moyen inscrits dans les SRCAE concernant la filière biogaz



Comparaison des potentiels de développement des SRCAE et des objectifs de la PPE

Régions		Potentiel de développement des SRCAE à l'horizon 2020	Objectif de la PPE à l'horizon 2023
Auvergne-Rhône-Alpes		744 GWh	Scénario bas : 1 777 GWh (électricité), 8 141 GWh (chaleur) et 10 000 GWh (injection et bioGNV) Scénario haut : 2 250 GWh (électricité), 10 467 GWh (chaleur) et 10 000 GWh (injection et bioGNV)
Bourgogne-Franche-Comté		364 GWh	
Bretagne		1 360 GWh	
Centre Val de Loire		930 GWh	
Corse		13 GWh	
Grand Est		789 GWh	
Hauts-de-France		1 505 GWh	
Île-de-France		2046 GWh	
Normandie		758 GWh	
Nouvelle-Aquitaine		1 729 GWh	
Occitanie		592 GWh	
Pays de La Loire		930 GWh	
Provence-Alpes-Côte d'Azur		625 GWh en 2020	
DOM-TOM	Guadeloupe	120 GWh	
	Martinique	15 GWh	
	Réunion	210 GWh	
Total		**13 TWh**	**20 à 23 TWh**

Potentiel de développement de la filière biogaz dans les SRCAE et dans la PPE (en TWh)



Actuellement, les rythmes de développement de la filière biogaz affichés dans les SRCAE ne permettent pas de couvrir les objectifs de la PPE. Une différence de 10 TWh existe au niveau national soit l'équivalent d'une puissance installée d'environ 1 300 MW.

Les SRCAE ont été établis avant la PPE de 2016 et sont en cours d'évaluation pour intégration dans les SRADDET. La PPE est quant à elle en cours de révision et fait actuellement l'objet d'un débat public.

Les territoires en action : le Plan Climat Air Énergie Territorial

Le Plan Climat Air Énergie Territorial (anciennement Plan Climat Énergie Territorial (PCET)) est un plan d'actions ayant pour but de contribuer à l'atténuation et à l'adaptation du territoire au changement climatique, de développer des énergies renouvelables et de maîtriser la consommation d'énergie.

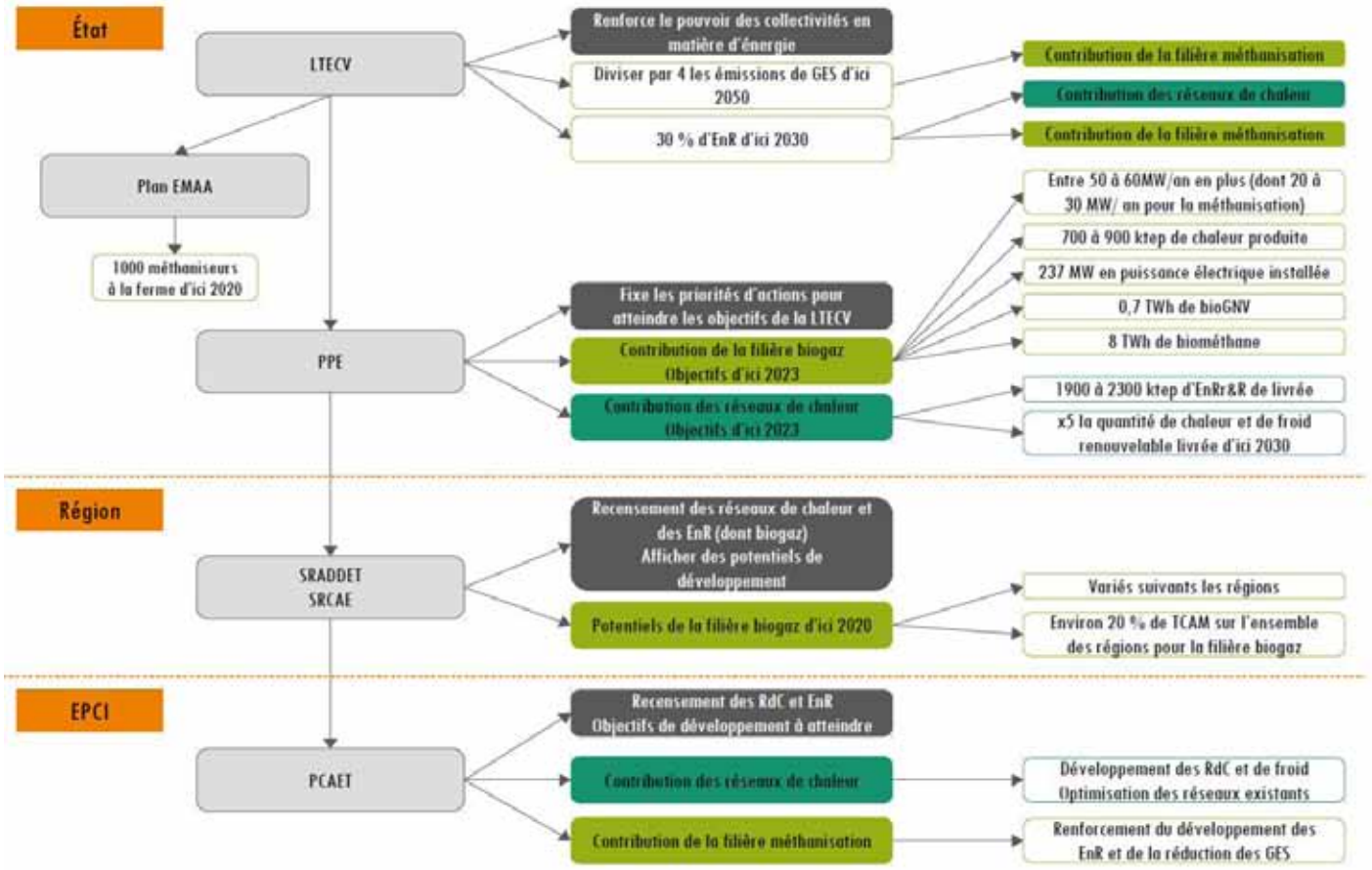
Il est porté par les intercommunalités de plus de 20 000 habitants et mis à jour tous les 6 ans.

Le PCAET doit notamment être compatible avec le SRADDET.

Contenu du PCAET

- Un diagnostic avec :
  * Une estimation des émissions territoriales de GES et de polluants atmosphériques
  * Une estimation de la séquestration nette du CO2 et de ses possibilités de développement
  * Une analyse de la consommation énergétique finale du territoire et du potentiel de réduction de celle-ci
  * Un état de la production des énergies renouvelables sur le territoire et des réseaux de distribution (chaleur, gaz, électricité)
  * Une analyse de la vulnérabilité du territoire au changement climatique
- Une stratégie territoriale identifiant les priorités et objectifs de la collectivité ainsi que les conséquences socio-économiques prenant notamment en compte le coût de l'action et celui d'une éventuelle inaction. Elle porte notamment sur :
  * la production et la consommation des énergies renouvelables, la valorisation des potentiels d'énergies de récupération et de stockage ;
  * la livraison d'énergie renouvelable et de récupération par les réseaux de chaleur.
- Un programme d'actions
- Un dispositif de suivi et d'évaluation

SCHÉMA DES OUTILS DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE CONCERNANT LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET LA MÉTHANISATION



3 Le processus de méthanisation

3.1. Le processus biologique

La méthanisation correspond à la digestion anaérobie de la matière organique. Cette réaction se produit naturellement dans les marais, les rizières ou encore lors du processus de digestion de certains animaux comme les ruminants.

Au cours de cette réaction, deux composés principaux sont formés, un gaz à haute valeur calorifique constitué de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2) appelé **biogaz** et un fertilisant appelé **digestat**.

Les étapes de la réaction[6]

La méthanisation est un ensemble complexe de réactions réalisées par différentes familles de bactéries anaérobies. Si un groupe de bactéries ne fonctionne plus, c'est l'ensemble de la chaîne qui est bloquée.

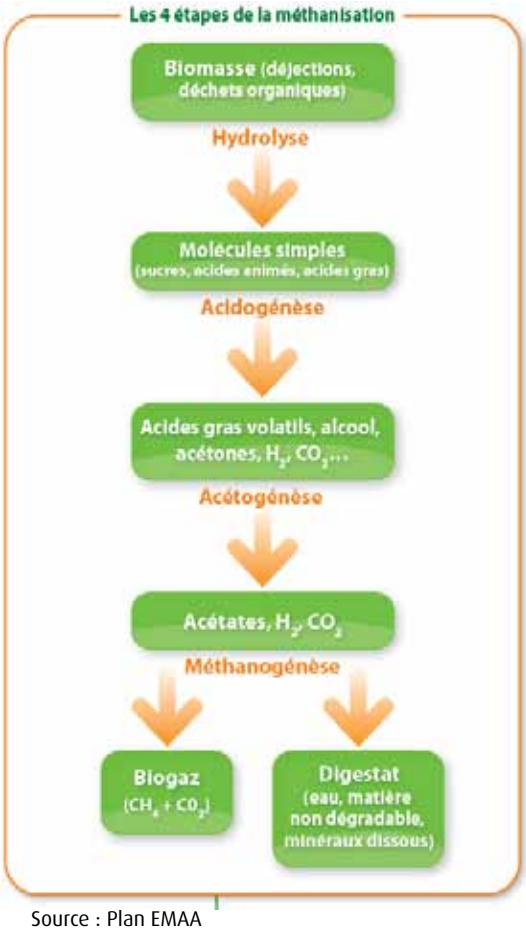
Le processus de méthanisation se déroule en 4 étapes.

Afin que la réaction de méthanisation se déroule correctement, plusieurs conditions entrent en jeu dont notamment la température, le pH et le rapport Carbone/Azote.

La méthanisation

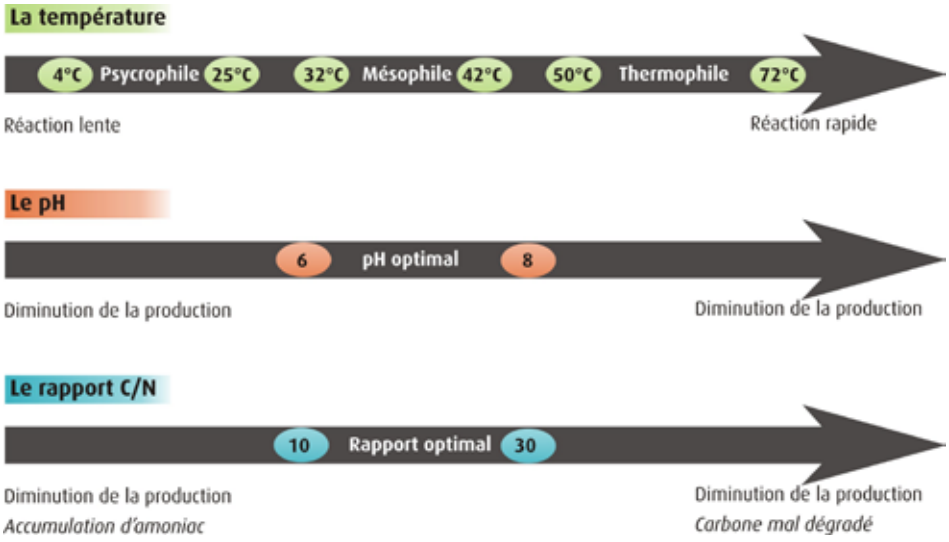
- Réduit les volumes de **déchets organiques**
- Réduit les **émissions de méthane**, gaz à effet de serre, dans l'atmosphère
- Contribue à la **production d'énergie renouvelable**, sous forme de biogaz

Ces 3 atouts font de la méthanisation **une technologie importante pour la transition énergétique**.



Source : Plan EMAA

Les conditions de réactions de la méthanisation



Pour en savoir plus sur les réactions de la méthanisation ➲ Annexe 2

6 Source : AILE, ADEME, Solagro, TRAME – Septembre 2011 – Guide technique Méthanisation à la ferme – https://www.aile.asso.fr/index.php/biogaz/plan-biogaz/la-methanisation/?lang=fr

Les matières méthanisables

Théoriquement, toutes les matières organiques peuvent être méthanisées sauf les produits trop ligneux comme le bois.

Le choix des matières qui vont alimenter le méthaniseur est fondamental, car il détermine la production de biogaz mais aussi les équipements techniques et la rentabilité du site.

Cependant, tous les substrats ne produisent pas la même quantité de biogaz. Ainsi, un des paramètres clés pour estimer la production de biogaz est le **potentiel méthanogène**.

Le potentiel méthanogène

Il correspond au volume maximal de méthane produit par tonne de matière fraîche. Il dépend notamment de :

* **La teneur en matière organique (MO)**

Plus le teneur en MO est élevée, plus le volume de biogaz produit sera important (en lien avec la teneur en carbone).

* **La composition de la MO**

Environ 70 % de la MO totale (fraction biodégradable) sera transformée en biogaz. Le reste (fraction stable) sera conservé, ce qui permet de garder une partie de l'humus dans le digestat après méthanisation.

Caractéristiques de différents intrants

Matières	Dégradation en lien avec les taux de matière organique
Graisses	Le plus haut rendement de production de biogaz et dégradation rapide *Transformation de matière grasse : 70 % de CH_4 et 30 % de CO_2*
Glucides et protéines	Taux de conversion plus rapides mais production de biogaz un peu plus faibles *Transformation de glucide : 50 % de CH_4 et 50 % de CO_2*
Substrats avec de la lignine et de la cellulose	Temps de dégradation important, nécessité d'un **temps de séjour** élevé

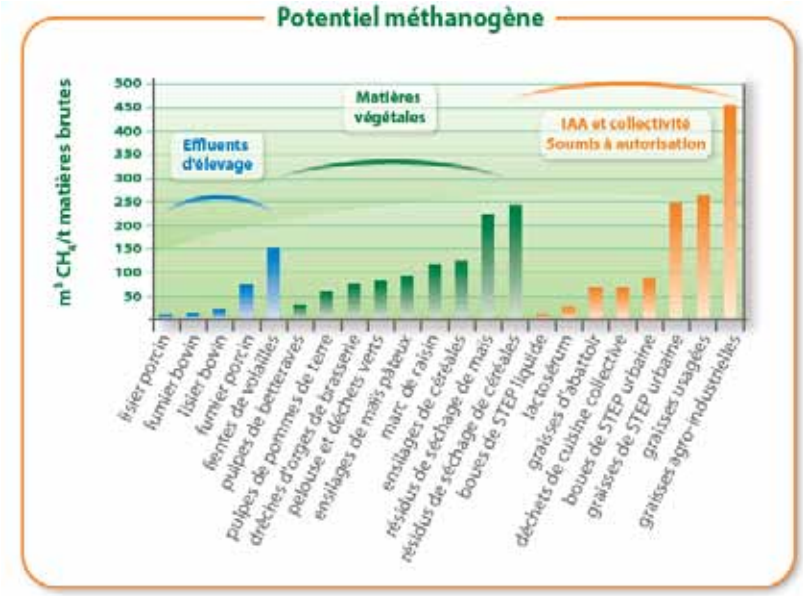
Cependant, certaines matières ne peuvent pas entrer en méthanisation et sont à éviter :

- Les **ligneux** non digérés par les bactéries anaérobies,
- Les **inertes** (sables, matières plastiques)
- Les **métaux lourds** et les **composés organiques** (pesticides, antibiotiques) qui peuvent perturber le métabolisme des bactéries.

« Il n'y a pas de difficulté particulière à gérer l'installation car une unité de méthanisation fonctionne comme l'estomac d'une vache, ce n'est que de la biologie. »

GAEC du Pré Vert

Exemple de potentiel méthanogène de différents matières



source : Methasim 2010

	Atouts	Contraintes
Effluents d'élevage	• Apport de bactéries fraîches • Fort **pouvoir tampon** (stabilisation du pH) • Assure la **stabilité** du milieu • Lisier produit toute l'année et dilution du mélange (notamment pour les process en infiniment mélangé) • Fumier avec un taux de MO élevée servant de support aux bactéries	• **Potentiel méthanogène** relativement faible • Lisier avec un taux de MO faible • Fumier produit de manière saisonnière, manutention contraignante
Matières végétales	• Haut **potentiel méthanogène** • Haute **teneur en carbone** • Facilement **assimilables** par les bactéries	
Déchets des IAA, des collectivités, des restaurants et des cantines	• **Potentiel méthanogène** élevé (graisses, sucres…)	• Peuvent être soumis à des **prétraitements** réglementaires (exemple : hygiénisation)

Source : AILE, ADEME, Solagro, TRAME – Septembre 2011 – Guide technique Méthanisation à la ferme – https://www.aile.asso.fr/index.php/biogaz/plan-biogaz/la-methanisation/?lang=fr

Au vu des caractéristiques des intrants, il est possible de distinguer plusieurs types de projets de méthanisation :

- Les projets en lien avec l'agro-alimentaire
- Les projets en lien avec le milieu agricole
- Les projets en lien avec les collectivités

3.2. Les installations de méthanisation

Le fonctionnement

Afin d'optimiser le phénomène naturel de la méthanisation, la fermentation s'effectue dans une cuve dont les paramètres essentiels au bon déroulement des réactions sont contrôlés comme le pH ou la température. Cette cuve s'appelle le **digesteur**.

Les matières organiques que l'on souhaite méthaniser sont placées dans le digesteur, pendant un temps de séjour d'environ 40 à 60 jours. Ce digesteur est isolé et chauffé afin de maintenir le mélange à des températures optimales pour la méthanisation.

Un **ciel gazeux** étanche sur la cuve du digesteur permet de **stocker le biogaz** avant sa valorisation (cf. valorisation du biogaz).

La matière sortante, après un certain temps de séjour dans le digesteur, appelée **digestat**, est quant à elle stockée dans une fosse avant de subir un éventuel traitement (séparation de phase par exemple) et d'être reprise pour être épandue sur les terres agricoles.

Les techniques de méthanisation

Les conditions de **températures** dans le digesteur définissent le type de fermentation :

* Fermentation **thermophile** autour de 55°C
* Fermentation **mésophile** autour de 38°C

Le **taux de matière sèche** de la ration détermine la technologie :

* Voie **liquide** ou « **infiniment mélangée** » pour des taux de matière sèche inférieure à 12 % (jusqu'à 18 % avec recirculation du digestat)
* Voie **sèche** pour des mélanges compris entre 20 et 30 % de matière sèche, soit en **continue**, soit en **discontinue**

La voie liquide mésophile est la technique la plus répandue.

Le dimensionnement de l'installation

Le dimensionnement de l'installation et le choix des techniques et équipements mis en œuvre dépend des **caractéristiques des matières entrantes**, de la **valorisation énergétique** souhaitée et d'un compromis entre l'optimisation de la **production de biogaz** et les **coûts** d'investissement et de fonctionnement.

Les techniques de méthanisation

Les différentes réactions de la méthanisation se déroulent en même temps, chaque produit de réaction servant en tant que substrat d'une autre. C'est le principe de chaîne de dégradation.

Il faut donc veiller au maintien de l'équilibre au sein de cette chaîne de dégradation en apportant au digesteur une « alimentation » stable et équilibrée.

De même, la surveillance de paramètres clés du milieu comme le pH, la température ou encore la composition du biogaz, est indispensable. Les matières entrantes, nécessaire à la bonne alimentation du digesteur, sont également analysées de manière régulière.

Pour en savoir plus sur les techniques de méthanisation ➲ Annexe 3

3.3. Les valorisations énergétiques du biogaz

Les caractéristiques du biogaz

Le biogaz est composé principalement de méthane CH4 et de dioxyde de carbone CO_2 dans lequel se trouve également de petites quantités d'eau H_2O et de sulfure d'hydrogène H_2S.

Le **potentiel énergétique** d'un combustible est donné par son **Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)** représentant l'énergie que peut fournir une quantité donnée de combustible.

1 m³ de méthane = 9,94 kWh

1 m³ de biogaz (à 60 % de méthane) = 6 kWh

1 L de fioul = 10 kWh

Composition du biogaz

Composé	Taux de présence	Commentaires
CH_4 méthane	50 à 70 %	Confère au biogaz son pouvoir énergétique. Famille des hydrocarbures (composé de carbone et d'hydrogène)
CO_2 dioxyde de carbone	30 à 50 %	Gaz inerte, appauvri le contenu énergétique du biogaz mais n'empêche pas sa combustion
H_2S hydrogène sulfuré	1 %	Propriétés corrosives vis-à-vis de nombreux métaux. Nécessité de mettre en place des procédés de désulfuration
H_2O Eau	Traces	Pouvant entraîner une usure du matériel. Nécessité de mettre en place des procédés pour la retirer
Siloxane	Traces	-

Les filières de valorisation du biogaz

Le biogaz produit lors du processus de méthanisation peut être valorisé de différentes manières :

- **La chaudière**

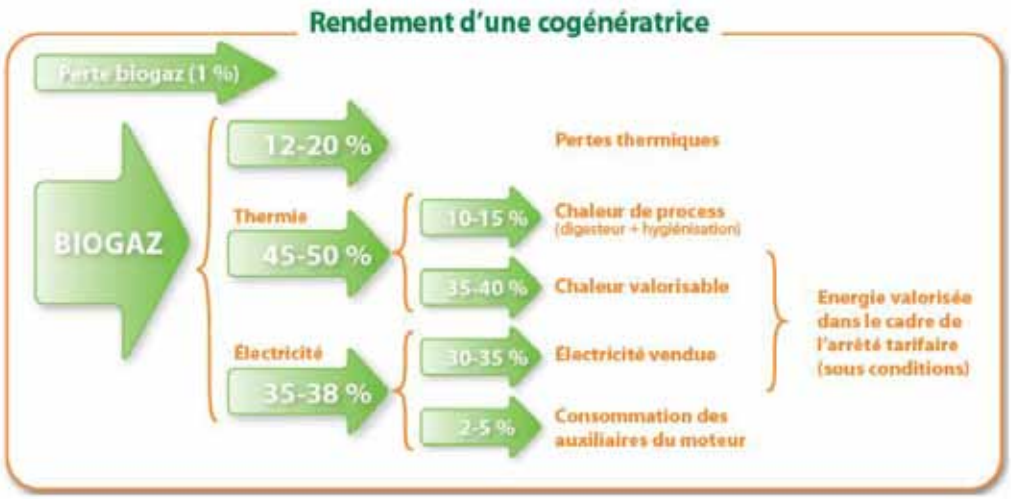
L'utilisation du biogaz en chaudière est le mode de valorisation **le plus simple et le moins coûteux**. Un minimum de 50 % de méthane dans le biogaz est recommandé pour un bon fonctionnement de la chaudière. La chaleur est produite en continue toute l'année, il est donc nécessaire d'avoir une utilisation de chaleur importante et régulière. Cette chaleur peut servir à alimenter un réseau de chaleur.

- **La cogénération**

La valorisation du biogaz en cogénération est actuellement **la plus répandue**. Elle permet la production combinée **d'électricité** et de **chaleur**.

Au vu des rendements actuels des moteurs, la performance de ce mode de valorisation repose sur **une valorisation de la chaleur récupérée**. En effet cette valorisation se fait au cas par cas, à l'instar de l'électricité dont la vente est encadrée. La difficulté de valorisation de la chaleur réside dans la recherche de débouchés locaux, les plus continus possibles sur l'année.

Cette chaleur cogénérée peut également servir à alimenter un réseau de chaleur.



Source : AILE, ADEME, Solagro, TRAME – Septembre 2011 – Guide technique Méthanisation à la ferme – https://www.aile.asso.fr/index.php/biogaz/plan-biogaz/la-methanisation/?lang=fr

• L'injection dans le réseau

Afin de pouvoir être injecté dans le réseau, le biogaz doit d'abord être transformé en **biométhane** pour arriver à des teneurs d'au moins 97 % de CH_4. C'est **l'épuration**, étape lors de laquelle le CO_2 contenu dans le biogaz est retiré.

Ce mode de valorisation est intéressant au sens où **l'ensemble du biométhane produit est valorisé**. Cependant, la saisonnalité des besoins en gaz sur le réseau peut entraîner une contrainte à l'injection sur certaines périodes. De plus, l'installation doit se situer à proximité d'un réseau pour éviter des coûts de raccordement trop élevés.

Il y a 2 possibilités de point d'injection dans le réseau :

- sur le réseau de distribution (canalisation secondaire desservant la majorité des bâtiments) : injection à faible pression (4 bars) mais capacité à absorber le biogaz toute l'année plus réduite ;
- sur le réseau de transport (grosses canalisations structurantes à haute pression) : injection plus coûteuse car effectuée à haute pression (16 à 80 bars) mais capacité d'absorption de la production sur l'ensemble de l'année plus importante.

• Le biométhane carburant

Le biométhane carburant peut être assimilé au **carburant gaz naturel**. Il est utilisé sous forme gazeuse comprimée à 200 bars et contient au minimum 95 % de CH_4.

Quelques points de repères

1 m³ de lisier de bovin = 25 m³ de biogaz = 150 kWh PCI = environ 48 kWhe = environ 75 kWhth

1 m³ de fumier de bovin = 45 m³ de biogaz = 270 kWh PCI = environ 86 kWhe = environ 135 kWhth

PCI du méthane = 9,94 kWh/m³

PCI du biogaz (à 60 % de méthane) = 6 kWh/m³

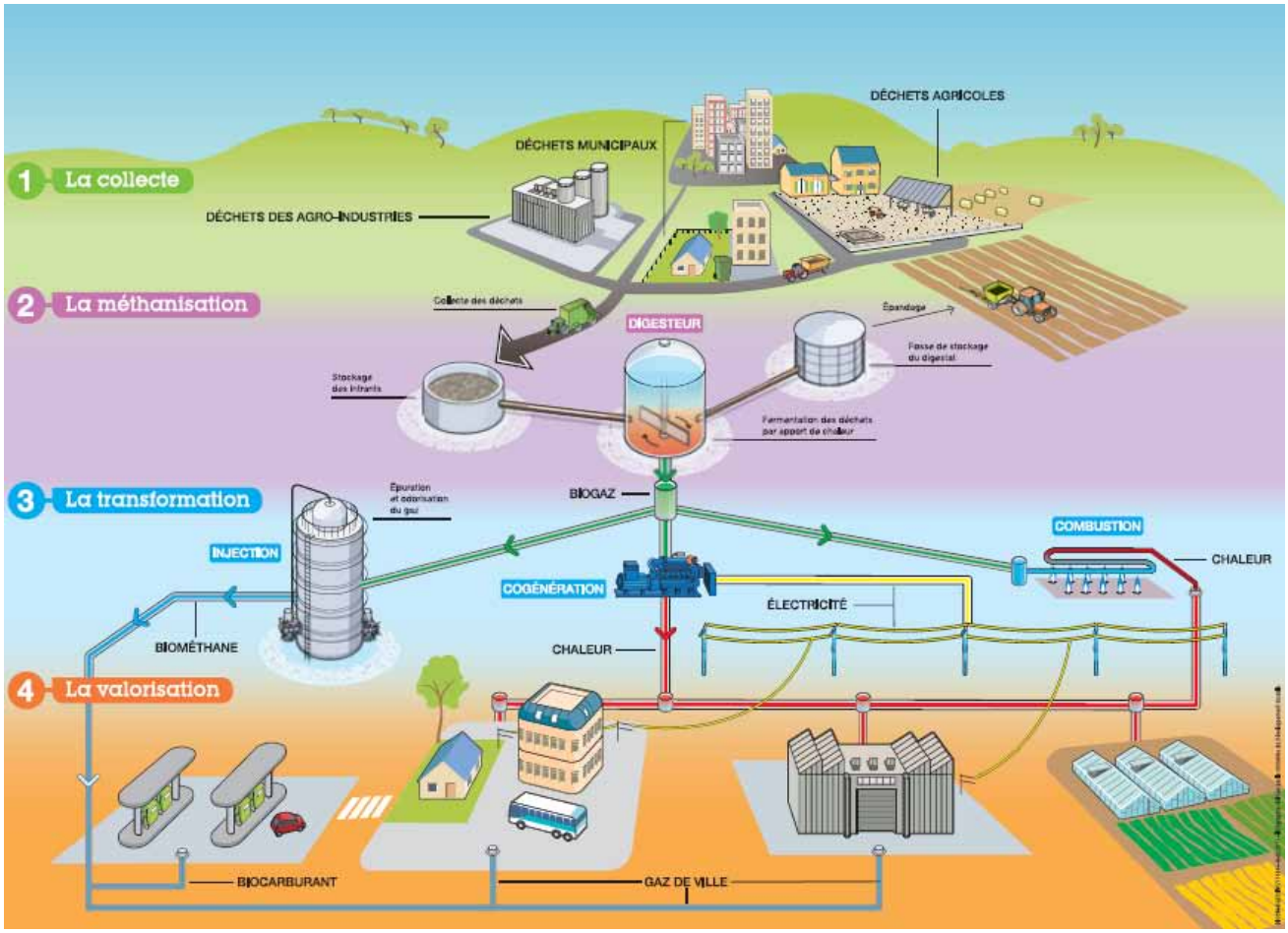
1 kWh = 3,6 MJ

1 tep = 11 630 kWh = 41,86 GJ

1 tonne de CH_4 = 21 tonnes de CO_2

1 tonne de N_2O = 210 tonnes de CO_2

Schéma de fonctionnement de la filière méthanisation



Source : Plan EMAA

3.4. Les acteurs de la filière biogaz

Les acteurs de la filière biogaz sont liés aux différentes étapes d'un projet, de l'étude de faisabilité à l'exploitation au sein, par exemple, des réseaux de chaleur, ainsi qu'aux types d'unités de production de ce biogaz (à la ferme, industriel, centralisé, collectif agricole, STEP, et ISDND).

L'initialisation d'un projet provient de la volonté d'un exploitant (agriculteur, industriel, particulier ou même collectivité). Cet exploitant va généralement s'appuyer sur un bureau d'étude pour évaluer la faisabilité de son projet et sur un développeur afin de réaliser une analyse du retour sur investissements.

Parallèlement à la recherche de crédits et d'aides publiques ou européennes (Ademe, UE, Région...), l'exploitant va valider les autorisations d'exploitation auprès des services de l'État (DREAL) avant d'entamer la sélection d'un fournisseur d'équipements, que cela soit pour la production du biogaz ou sa valorisation.

L'exploitation sera ensuite livrée en intrants et exploitera elle-même, ou fournira à un opérateur de réseau, sa production (entreprises de distribution d'électricité et réseaux de chaleur lors d'une valorisation par cogénération, entreprises de distribution de gaz pour le biométhane).

Les acteurs au cours du projet (Cerema)

Lancement du projet :
exploitant = agriculteur, collectivité, industriel, particulier

↓

Étude de faisabilité :
bureau d'études, développeur, exploitant

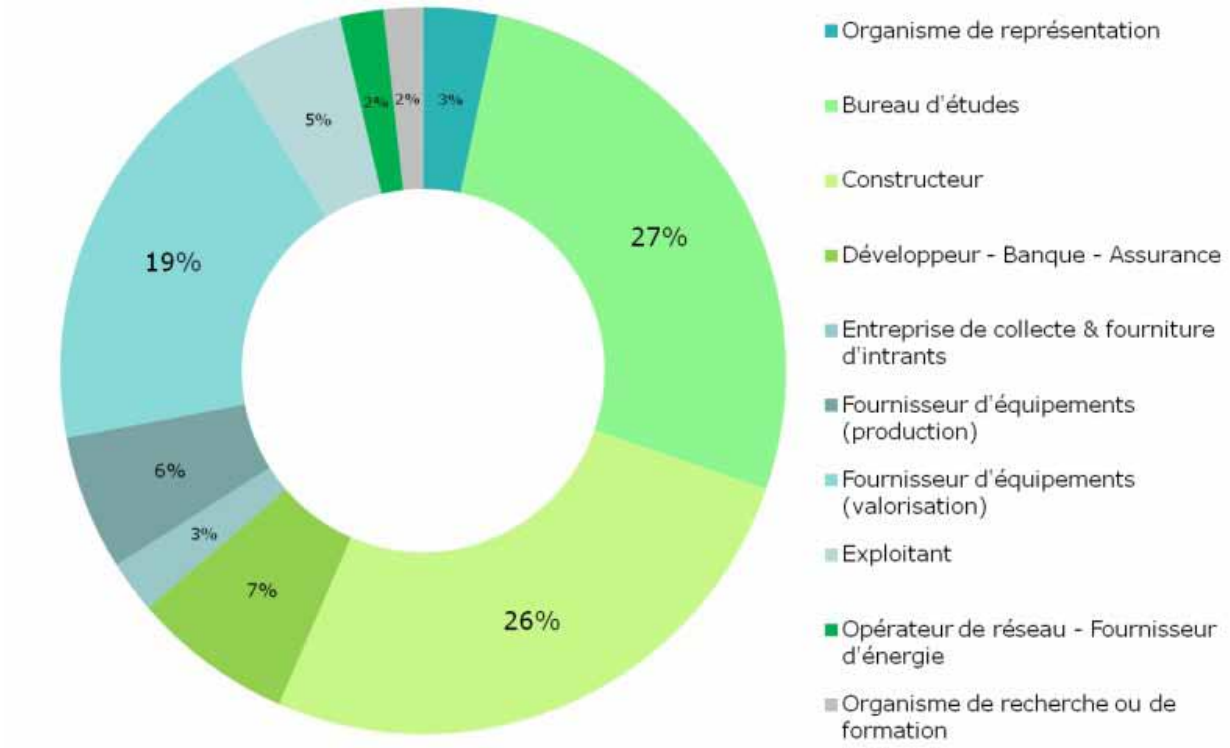
↓

Développement du projet :
constructeur, banque, assurance, fournisseur d'équipements, opérateur de réseau, organisme public, exploitant

↓

Exploitation :
exploitant, fournisseur d'intrants, opérateur de réseau, fournisseur d'équipements, banque, assurance, organisme de représentation, consommateur

Répartition des acteurs de la filière Biogaz



source : ATEE

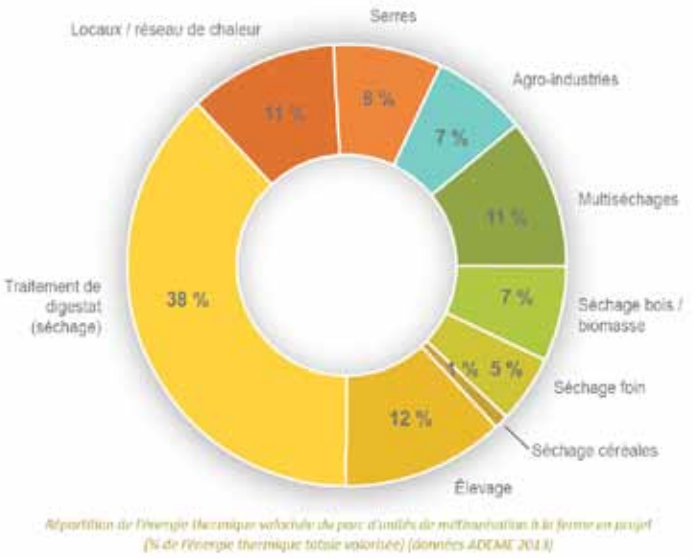
4 Valorisation de la chaleur issue du biogaz au sein des réseaux

En 2015, à elles seules, les 237 unités de méthanisation à la ferme ont permis de valoriser 142 GWh de chaleur, soit l'équivalent de la consommation énergétique d'environ 7 000 maisons de 100 m².[7]

Les 31 unités de méthanisation centralisées[8] ont permis quant à elles de valoriser 220 GWh de chaleur, soit la consommation énergétique d'environ 10 500 maisons de 100 m².

Le biogaz est actuellement majoritairement valorisé par cogénération.

Les réseaux de chaleur représentent 11 % des moyens de valorisation du biogaz contre 38 % pour le traitement du digestat, usage majoritaire aujourd'hui, au sein des unités à la ferme[9].



Répartition de l'énergie thermique valorisée du parc d'unités de méthanisation à la ferme en projet (% de l'énergie thermique totale valorisée) (données ADEME 2014)

Types de valorisation de la chaleur produite

source Ademe

L'utilisation du biogaz comme source d'énergie au sein des réseaux se fait principalement par deux biais :

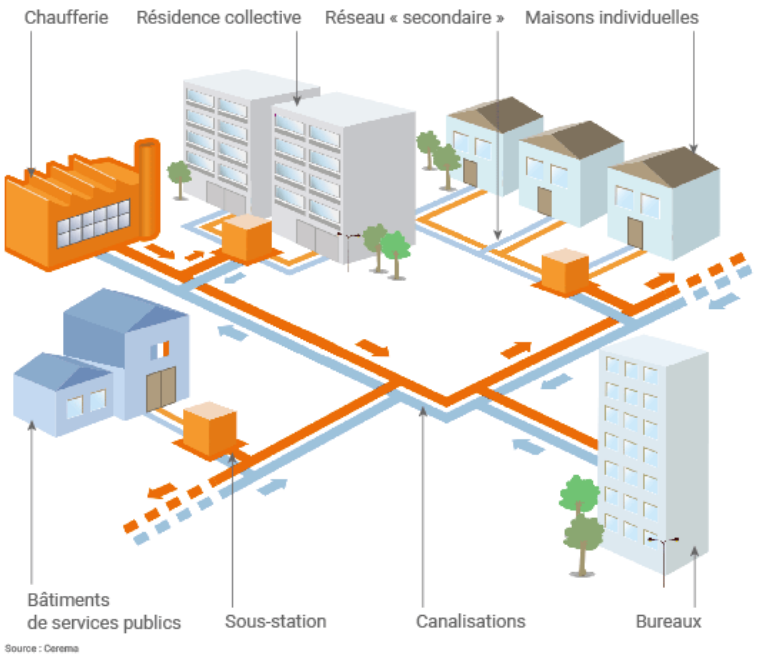
- la cogénération : les unités de méthanisation produisent le biogaz pour générer de l'électricité et de la chaleur. Cette chaleur est alors utilisée au sein de réseau,
- les chaufferies alimentées au biogaz : le biogaz est brûlé sur zone au sein de petites chaudières, ou transporté vers des chaufferies biogaz de grande importance qui alimentent les réseaux.

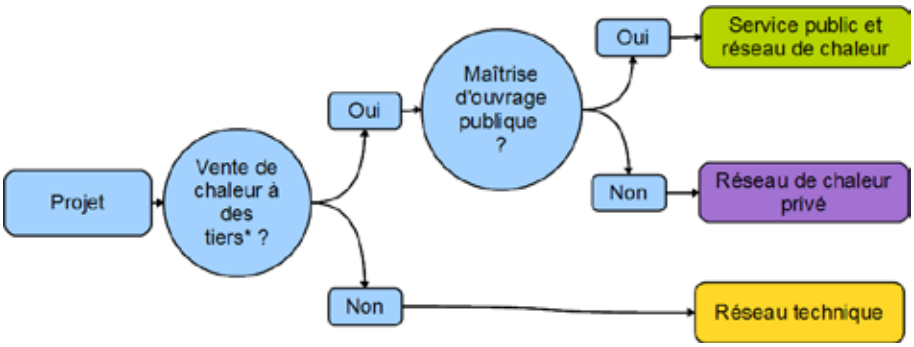
Le biogaz injecté directement dans les réseaux de gaz alimente lui aussi les réseaux de chaleur via les chaufferies gaz. Cependant le pourcentage de biogaz utilisé par ces chaufferies est difficilement quantifiable.

7 Source : ADEME, 2016, Guide pratique « Chaleur issue de la méthanisation, de réelles opportunités »
8 Voir définition chapitre 4
9 En 2017, sur les 524 unités de méthanisation, 291 sont des unités à la ferme, soit plus de la moitié

Focus sur les réseaux de chaleur

Un réseau de chaleur est une installation rassemblant un ou plusieurs équipements de production de chaleur, un réseau de distribution, et au moins deux usagers différents qui achètent de la chaleur à l'exploitant du réseau.





On distingue les réseaux de chaleur avec vente de chaleur à des tiers et les réseaux dits « techniques » dont l'énergie est utilisée par le propriétaire même du réseau et producteur de chaleur.

Les réseaux peuvent être classés en trois catégories :

- les réseaux de chaleur techniques
- les réseaux de chaleur privés
- les réseaux de chaleur publics

4.1. Utilisation du biogaz pour les réseaux techniques

Au sein des unités de méthanisation à la ferme, le biogaz peut alimenter un réseau de chaleur technique servant à l'exploitation, ou alimentant les habitations du domaine, via une chaudière.

70 % des unités de méthanisation à la ferme procèdent au chauffage des habitations et bâtiments d'élevage pour valoriser tout ou partie de la chaleur. Cette utilisation se fait généralement via un réseau technique.

Les élevages

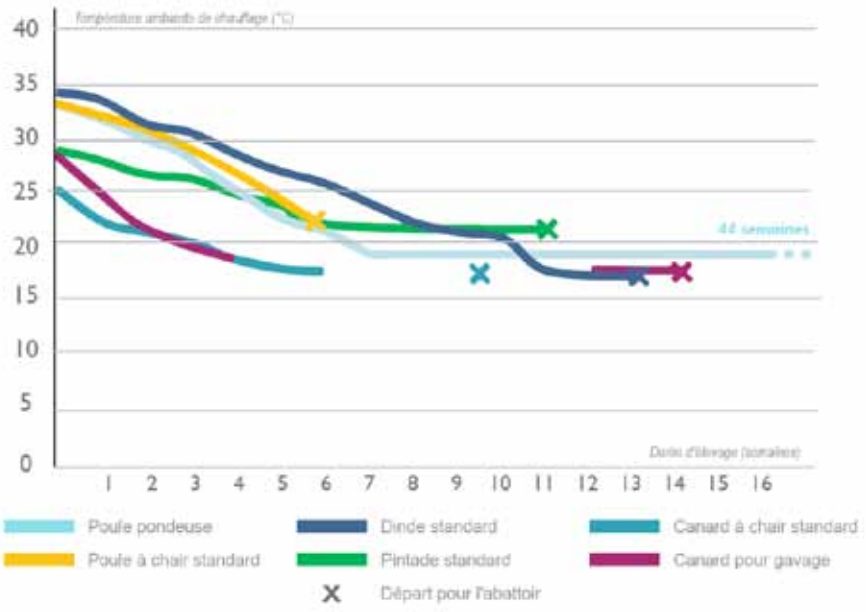
Les élevages ont une consommation énergétique importante : nettoyage des salles de traites pour les bovins, chauffage des bâtiments pour les volailles et les élevages porcins.

46 à 80 % en moyenne de la consommation énergétique totale d'un élevage concerne le chauffage (plus ou moins important suivant la filière).

La chaleur issue du biogaz peut être utilisée pour la production d'eau chaude, pour le chauffage des locaux ou le nettoyage des équipements de lavage.

Élevage avicole : la chaleur est principalement utilisée pour le chauffage des bâtiments. Celui-ci représente 85 % de la consommation énergétique totale de l'élevage. Les consommations de chauffage peuvent être importantes en raison des températures requises lors de l'arrivée des animaux dans l'élevage, à savoir en moyenne une température de 32 °C ambiante et d'environ 37 °C pour une chaleur localisée.

De plus, la ventilation des bâtis est relativement importante, augmentant ainsi les besoins en chauffage. La ventilation est indispensable pour renouveler l'air chargé en gaz (provenant des volailles) et nécessite un fort appel de puissance en compensation des pertes. La consommation de chauffage en kWh(th)/m² est différente suivant le type de volaille.



Source : Données issues de J.L GUERIN, Ecole Nationale Vétérinaire de Toulouse, site internet du groupe avicole et cunicole de Toulouse Agri Campus : http://www.avicampus.fr/filieres.html

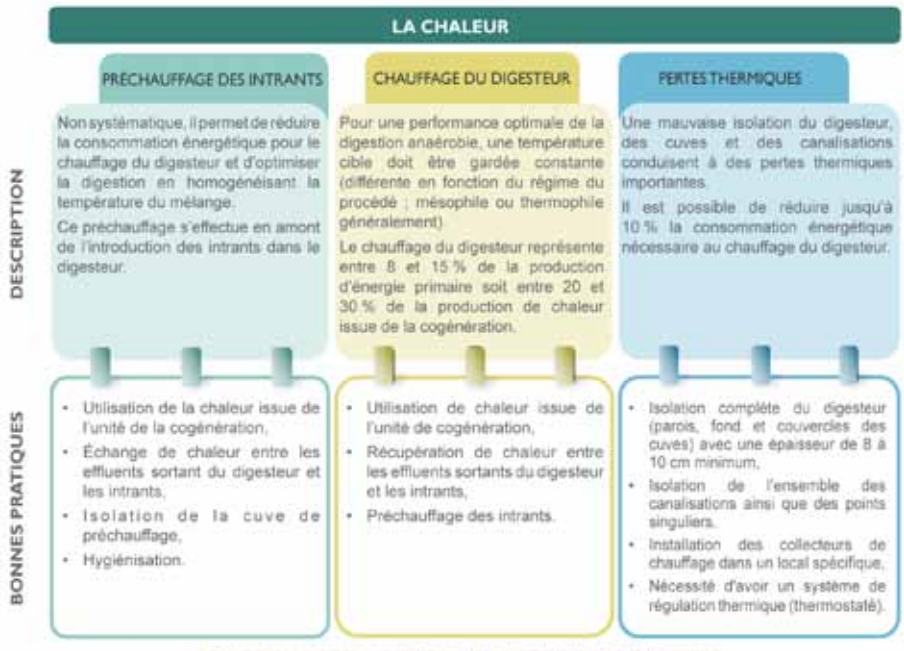
ÉLEVAGE AVICOLE

source : AgriExpo

L'unité de méthanisation

Aujourd'hui, 8 à 15 % de l'énergie primaire produite par l'unité de méthanisation doit être réinjectée pour maintenir une température élevée afin de chauffer le digesteur.

USAGES DE LA CHALEUR PAR L'UNITÉ DE MÉTHANISATION



Bonnes pratiques pour une optimisation thermique de l'unité de méthanisation

Source : Ademe

Pour connaître un exemple de méthanisation agricole ➲ Annexe 4 "ENNEZAT"

Les maisons d'habitations

La chaleur récupérée par l'utilisation du biogaz peut être valorisée pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire des logements de l'exploitation par le biais d'un petit réseau de chaleur. La production de chaleur doit être constante sur toute l'année. Sinon, elle nécessite un complément (électricité et gaz de ville).

Le séchage bois-énergie

Ce sont désormais plus de 25 000 chaudières bois qui sont installées chaque année en France. Le chauffage au bois est un chauffage économique, car son combustible est le moins cher du marché.

Le bois utilisé dans ces chaudières doit présenter le moins d'humidité résiduelle possible pour augmenter le rendement (qui suivant les modèles de chaudière peut atteindre 90 %), mais aussi pour limiter les émissions polluantes.

La chaleur produite grâce au biogaz peut donc servir au séchage du futur bois-énergie qui sera vendu à un meilleur prix.

Le bois peut être séché sous trois formes : bûches, plaquettes forestières et sciure. Chaque essence de bois a un taux d'humidité différent. Ceci peut influer sur la quantité d'eau à évaporer et ainsi sur la chaleur nécessaire pour le séchage et donc la consommation de biogaz.

Séchage de bois-énergie au GAEC Meilink (14, Calvados)

Le GAEC Meilink a mis en place une unité de méthanisation de 250 KW électriques visant à produire de l'énergie renouvelable à partir d'effluents, de tontes de pelouse et de déchets d'industries agroalimentaires (IAA). Il valorise l'énergie thermique au niveau de son séchoir. La chaleur produite peut sécher à la fois du foin et du bois à raison de 40 tonnes de bois déchiqueté en une semaine.

Grille de séchage pour bois-énergie

source bioenergie-promotion.fr

Le séchage du digestat

Pour les unités de méthanisation à la ferme, la valorisation de la chaleur est principalement utilisée pour le séchage du digestat à hauteur de 38 % (source Ademe).

Pour connaître un exemple de valorisation territoriale des déchets industriels en milieu urbain ➲ Annexe 5 « SEVADEC »

Avantages du séchage de digestat

Diminution des volumes à stocker
Facilité de transport et diminution des coûts d'exploitation
Diminution des pertes d'azote ammoniacal
Production d'un produit stabilisé, constant, et commercialisable comme amendement après normalisation

source : AAMF

Les sites industriels

Une centaine de sites industriels français produisent de l'énergie à partir de leurs effluents. Intégré à leurs stations d'épuration, un procédé de méthanisation permet de générer du méthane à partir des déchets organiques. Ce biogaz peut alors être utilisé pour produire de la chaleur qui servira à chauffer des bâtiments ou qui sera utilisé dans le process industriel. (source : l'usinenouvelle)

La Fromagerie de l'Abbaye, à Maroilles (59, Nord), traitent les eaux blanches issues des lavages réguliers de ses ateliers, mais aussi le lactosérum (petit lait) , dans une unité de méthanisation. Ce biogaz peut alors être utilisé pour produire de la chaleur qui servira à chauffer des bâtiments et de l'électricité qui sera revendue. L'entreprise a saisi un bon moyen de faire des économies en réduisant ses dépenses de gaz naturel pour la production d'eau chaude.

L'abbaye de Maroilles

source : http://lesmoulindunord.canalblog.com

4.2. La vente de la chaleur à des réseaux privés

La chaleur produite au sein de l'unité peut être vendu à un tiers via un réseau privé. Une difficulté réside cependant dans la garantie d'une fourniture constante de la chaleur toute l'année (et ce malgré les pannes, la période de maintenance ou la fluctuation importante des intrants).

Méthanisation dans une industrie agro-alimentaire à Renescure (59, Nord)

2 GAEC se sont réunis pour créer une installation de méthanisation agricole à Renescure. Inaugurée en 2014, l'unité traite près de 11 000 tonnes de biodéchets par an, produisant 490 500 m³ de méthane et 9 600 m³ de digestat. Le biogaz alimente un moteur de co-génération qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur. Une partie de cette chaleur est utilisée en auto-consommation pour maintenir en température le digesteur et chauffer ses bureaux, l'autre part est revendue à l'entreprise Wostin (cultures de céréales), située à 200 mètres, en substitution du gaz naturel pour un équivalent de 132 300 litres de fioul.

Unité de méthanisation de Renescure

source : www.ademe.fr

GAZEA 22

source : AAMF

Séchage de digestat à la SARL Gazea (22, Côtes d'Armor)

La SARL Gazea dans les Côtes d'Armor, a mis en service en 2009 une unité de méthanisation associée à un séchoir à digestat. L'unité valorise 80 % de la chaleur. Le séchoir achète la chaleur de l'unité de méthanisation via un réseau de chaleur privé.

source : AAMF

4.3. L'alimentation des réseaux de chaleur publics par des chaufferies biogaz

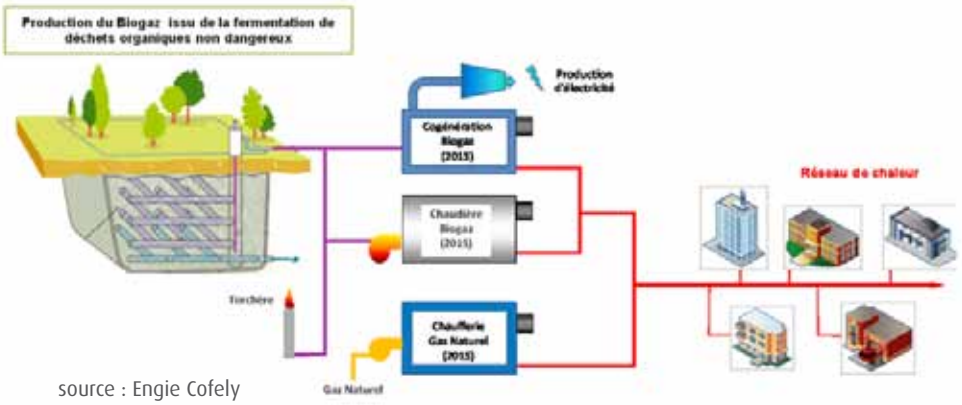
Le biogaz produit peut également alimenter des chaufferies raccordées à des réseaux de chaleur publics.

La ville de Pont-à-Mousson (54, Meurthe-et-Moselle)

La chaleur issue à 85 % de la combustion du biogaz produit sur leur site de stockage de déchets non-dangereux, sert à chauffer l'eau distribuée sur le réseau. Une chaufferie d'appoint au gaz naturel absorbe les pics hivernaux de consommation.

14 bâtiments (dont plus de 750 logements et des bâtiments publics tels que la piscine et le centre culturel) sont alimentés par ce réseau en circuit fermé de 6,7 kilomètres.

Réseau de chaleur de Pont-A-Mousson



source : Engie Cofely

Le centre d'enfouissement produira du biogaz pendant au moins 25 ans. Ensuite, c'est une centrale biomasse (bois et dérivés) qui devrait prendre le relais.

La centrale de production énergétique de Plessis-Gassot (95, Val d'Oise)

Sur la commune de Plessis-Gassot, la centrale de cogénération « Electr'od » a été développée pour l'installation de stockage de déchets non dangereux qui traite 950 000 tonnes de déchets chaque année.

L'énergie électrique est revendue à EDF (qui alimente environ 41 200 foyers) mais la centrale de co-génération produit simultanément 30 000 MWh/an d'énergie thermique, soit l'équivalent de la consommation de 2 850 foyers environ. Cette énergie thermique alimente le fonctionnement de l'unité de traitement, et un nouveau réseau de chauffage et d'eau chaude sanitaire desservant les bâtiments de la commune : foyers et établissements collectifs (mairie, salle des fêtes, église, bâtiment communal).

Centrale de Plessis-Gassot

source : www.transition-energetique.org

« La municipalité du Plessis-Gassot a financé 1 M€ pour le raccordement et l'installation des tuyaux entre la centrale et le village, ainsi que les sous-stations et le branchement du réseau dans les habitations et les bâtiments communaux », précise le maire Didier GUEVEL dans une interview au journal Le Parisien (Juin 2014).

5 État des lieux de la méthanisation et des réseaux de chaleur en France

5.1. État des lieux des installations de méthanisation

Fin 2016, la France dénombre plus de 520 installations de méthanisation réparties inégalement sur le territoire. (cf Carte Nombre et types d'unités de méthanisation par région). La majorité se concentre en région Grand-Est (15 %), Bretagne (12 %) et Auvergne-Rhône-Alpes (11 %).

Classification des unités de méthanisation

Les installations de méthanisation peuvent être de plusieurs types# :

*** Unités à la ferme**

Ce sont les unités de méthanisation avec un portage majoritairement agricole :

- Soit plus de 50 % du capital est détenu par des structures agricoles, l'unité pouvant être portée par 1 à 4 agriculteurs
- Soit l'installation valorise plus de 50 % d'effluents d'élevage en termes de masse
- Soit l'unité est implantée sur une exploitation agricole ou à proximité

*** Unités centralisées**

Ce sont les unités de méthanisation avec la participation des acteurs du territoire (agriculteurs, entreprises, collectivités ...) ou valorisant pour partie des effluents d'élevage.

*** Unités industrielles**

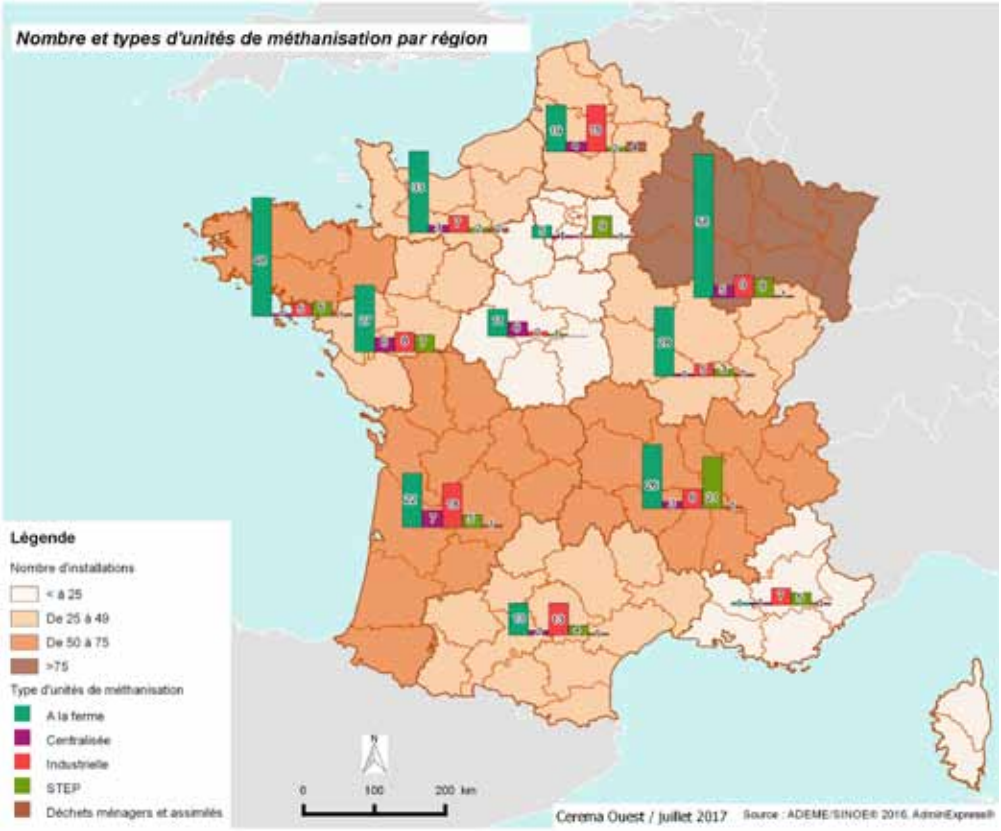
Ce sont des unités avec un portage industriel majoritaire ou basées sur un site industriel existant.

*** Unités de collectivités type STEP**

Ce sont les unités de méthanisation portée par une collectivité pour le traitement des boues de stations d'épuration, des ordures ménagères résiduelles ou biodéchets.

*** Unités des déchets ménagers**

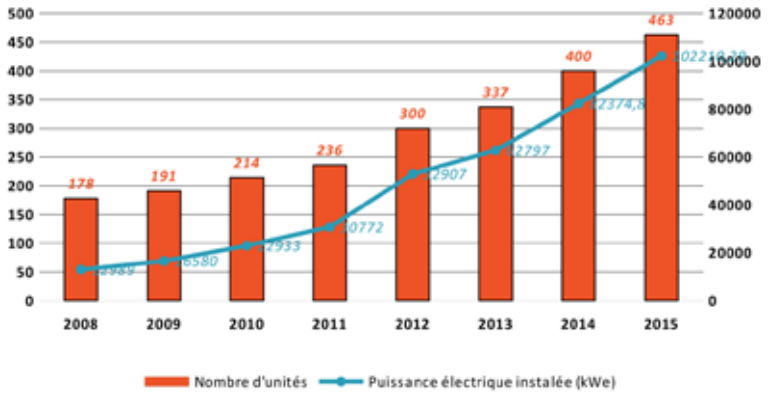
Ce secteur est composé de deux types d'unités : les unités de méthanisation après tri-mécano-biologique, et les unités de méthanisation de biodéchets collectés après un tri par les ménages et producteurs (restauration collective, distribution, ...).



Pour connaître l'état des lieux par régions du nombre d'installations de méthanisation ➲ Annexe 6 « État des lieux des unités »

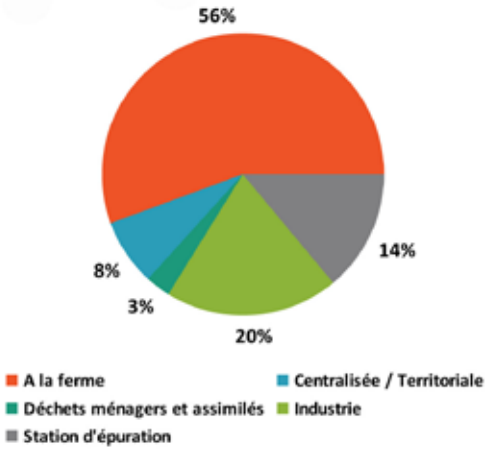
Le nombre d'unité de méthanisation a doublé depuis les années 2000 pour une puissance installée qui a presque été multipliée par 8. La mise en place des tarifs de rachat pour le biométhane en 2011 et la révision de ceux concernant l'électricité en 2012 ont contribué à dynamiser la filière.

Evolution du nombre d'unités de méthanisation et de la puissance installée



Source : SINOE® - 2016

Répartition du type d'unités de méthanisation



Source : SINOE® - 2016

Les unités à la ferme et centralisées restent le secteur le plus actif à hauteur de 64 % des installations.

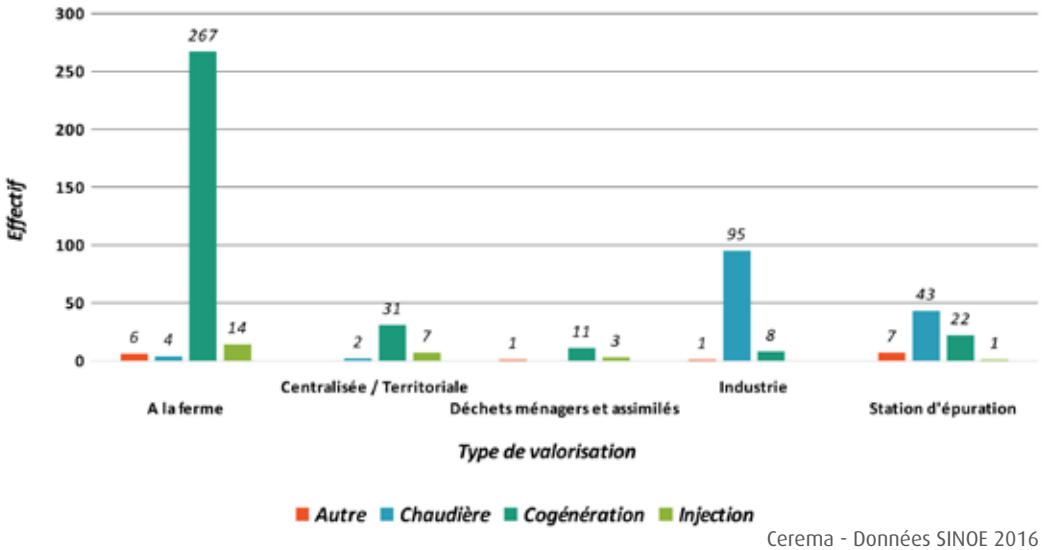
La valorisation majoritaire est la cogénération (65 % des installations dont 90 % au sein des unités à la ferme), bénéficiant des tarifs de rachat d'électricité encadré depuis 2006.

Le deuxième mode de valorisation est la chaudière avec un peu plus de 25 % des installations, mode de valorisation le plus simple pour le biogaz (davantage utilisé par les industriels et les STEP), mais comportant des freins (problématiques de saisonnalité des besoins et absence de tarifs de rachat encadrés pour la chaleur).

Ces deux modes de valorisation produisent de la chaleur pouvant être utilisée au sein de réseaux, ce qui permet le cas échéant d'augmenter la rentabilité des unités.

L'injection, qui ne représente encore que très peu d'installations (moins de 5 %), est actuellement une filière en développement, bénéficiant elle aussi depuis 2011 des tarifs de rachat du biométhane.

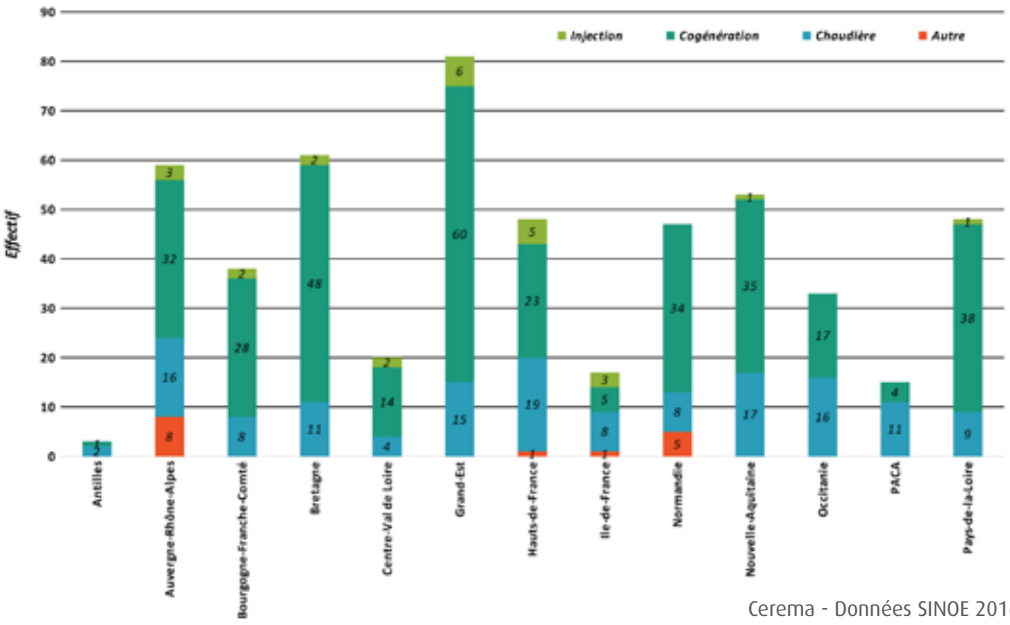
Répartition du type de valorisation par type d'unités de méthanisation



Cerema - Données SINOE 2016

Ces tendances nationales se retrouvent à l'échelle régionale :

Répartition en région des unités de méthanisation (effectif et type de valorisation)



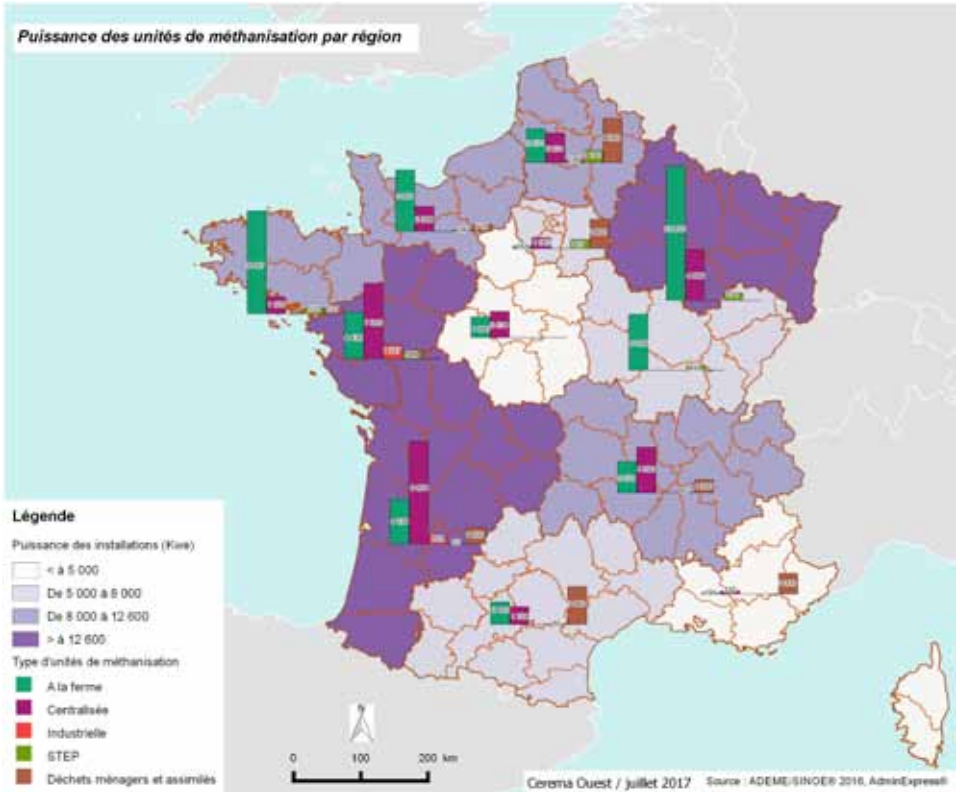
Cerema - Données SINOE 2016

La puissance installée diffère en fonction des régions et du type d'unités.

Les régions Nouvelle-Aquitaine, Pays de Loire et Grand-Est concentrent le plus de puissance installée. Cette répartition s'explique par un nombre important d'unités à la ferme en région Grand Est. Pour les régions Pays de la Loire et Nouvelle Aquitaine, ce sont principalement des unités centralisées avec des puissances plus importantes.

La région Grand-Est abrite 45 800 exploitations agricoles dont 16 160[10] exploitations viticoles. C'est la première région française pour la production des céréales et des oléoprotéagineux, et la deuxième région française pour la production de blé tendre, de maïs, de betteraves et de pommes de terre. Les résidus de céréales et le marc de raisin ayant un fort potentiel méthanogène, ils constituent des intrants intéressants.

La Bretagne, porteuse d'une politique énergétique et environnementale volontariste (voir par exemple l'appel à projets pour une agriculture écologiquement performante[11] avec une 4e reconduction en 2018, porté par le CR Bretagne), associée à une forte activité d'élevage, atteint une puissance des installations à la ferme deux fois plus importante que les autres régions françaises (hors Grand-Est).[12]



10 Source : Chambre d'agriculture Grand-Est

11 4e appel à projets en 2018, porté par le Conseil régional de Bretagne

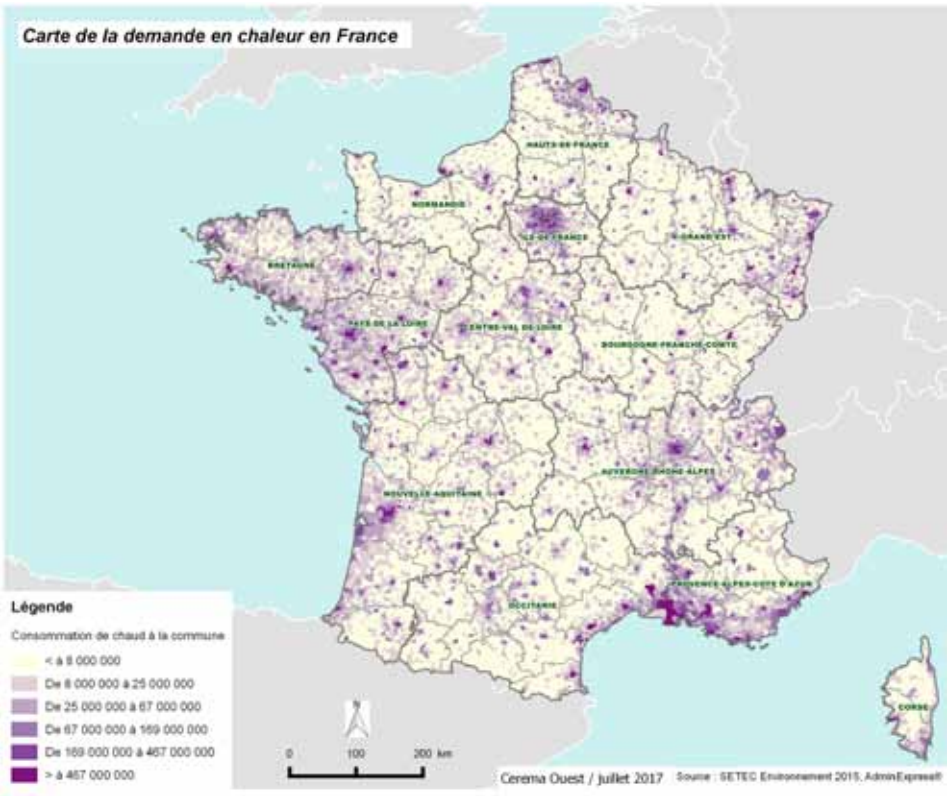
12 L'association AMF Bretagne cherche à sécuriser le modèle technico-économique de la méthanisation agricole bretonne sur deux thématiques précises : Améliorer la sécurisation de l'approvisionnement par une meilleure maîtrise des Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE), réduire la consommation d'engrais minéraux sur le territoire en optimisant la valorisation des digestats et en favorisant les échanges de biomasse

5.2. État des lieux des réseaux et demande en chaleur

Parallèlement à l'état des lieux dressé pour la filière méthanisation et afin de visualiser les débouchés pour la chaleur, il est primordial de connaître le panorama des réseaux de chaleur ainsi que la demande.

Concernant les consommations de chaleur, elles se concentrent principalement autour des grandes agglomérations, zones urbanisées ou zones d'activités importantes. On retrouve notamment :

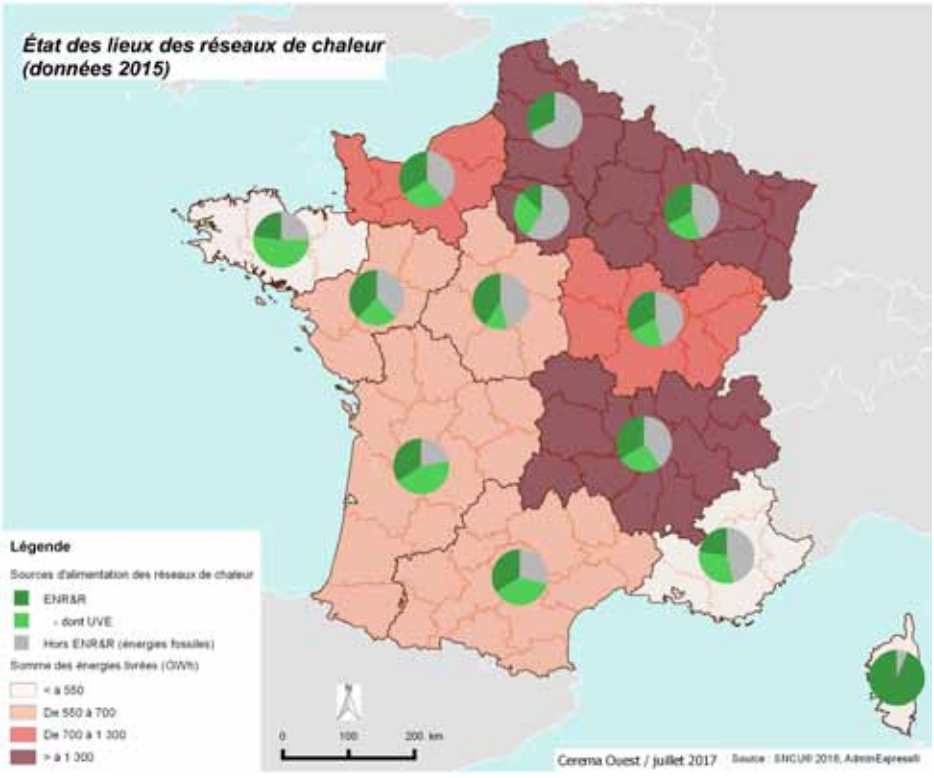
- l'arc méditerranéen et la façade atlantique ;
- les métropoles : Paris, Lyon, Bordeaux, Marseille et Nantes ;
- le département du nord, le bassin rhénan et le sillon rhodanien.



L'échelle utilisée donne à voir un aperçu des consommations de chaleur en France. Elle n'est cependant pas adaptée à un projet de territoire.

Concernant les réseaux de chaleur, d'après la dernière enquête SNCU (publication 2016 avec données 2015), plus de 630 réseaux, représentant 4 731 km, livrent 22 739 GWh d'énergie thermique soit plus de 2 millions d'équivalents logements.

Ce même document précise que sur l'année 2015, 77 % des réseaux ont utilisé au moins une source d'énergie renouvelable et de récupération.



Aujourd'hui, la majorité des unités à la ferme utilisent des unités de cogénération et proposent ainsi une offre de chaleur.

En parallèle, au sein des grandes métropoles, ce sont majoritairement des stations d'épuration qui produisent de la chaleur.

À cette offre et sur différentes échelles du territoire, il est possible d'associer des besoins en chaleur.

Les réseaux de chaleur peuvent être un moyen de réunir offre et demande.

6 Analyse des témoignages des acteurs de la filière

Afin de mieux cerner les paramètres déterminants dans le développement d'une offre de chaleur issue de la méthanisation, des entretiens ont été réalisés auprès de gestionnaires d'unités. Ces témoignages, associés à un travail bibliographique, ont permis de dégager les facteurs clés, regroupés en 4 grandes thématiques :

- Le montage du projet et l'accompagnement ;
- Les aspects techniques ;
- La réglementation ;
- Les enjeux sociaux et sociétaux.

Pour chaque thématique abordée, ces facteurs sont structurés en freins identifiés par les acteurs de la filière et en leviers potentiels de développement.

6.1. Les témoignages

À partir des données SINOE, la liste des 520 unités de méthanisation a permis de déterminer une liste de gestionnaires pouvant être interviewés. La difficulté a résidé dans le fait de trouver les coordonnées des gestionnaires puisque aucune liste nationale n'existe à ce jour du fait de la confidentialité des données.

Les interviews ont été réalisées en fonction des profils des unités : des agriculteurs, des gestionnaires d'unités centralisées, des industriels, des syndicats ou collectivités gérant des stations d'épurations et de traitement des déchets. Ces profils ont été associés à différents types de valorisation du biogaz : injection, cogénération, chaudière, au sein de différentes régions.

Chaque interview a été réalisée à l'aide d'un questionnaire présenté en annexe 7. Ce questionnaire abordait différentes thématiques :

- la genèse du projet ;
- la définition technique de l'unité ;
- la valorisation du biogaz, ;
- le financement et la rentabilité de l'exploitation ;
- la réglementation qui entoure les projets de méthanisation.

Ces interviews, associées au travail bibliographique, ont permis d'identifier des réalités de terrain qui sont exposées au gré des chapitres sous la forme d'infobulles. Les citations apparaissent :

- en bleu pour les gestionnaires d'unités ;
- en vert apparaissent pour les facilitateurs de projet ;
- en gris pour les extraits bibliographiques.

Six gestionnaires ont été interviewés sur une période de quatre mois. En outre, une agence d'aide au développement des projets liés à la transition énergétique figure parmi les personnes interrogées. Aucun industriel n'a répondu au questionnaire.

Région	Type	Puissance / Production	Valorisations	Barrières	Leviers	Pour aller plus loin
Ile de France	STEP	3,6 GWh électrique 4,3 GWh thermique	Cogénération : ▪ Réseau de chaleur technique de 300-400m ▪ Vente d'électricité à EDF	▪ Isolé géographiquement ▪ Peu de débouchés chaleur sur le site ou à proximité ▪ Evolution réglementaire méconnue	▪ Production stable et importante ▪ Économie d'échelle (taille de l'installation)	Planifier conjointement les développements de l'offre et de la demande Développer le stockage de la chaleur en période estivale
Bretagne	STEP	2,5 MWh thermique	Chaudière Biogaz : ▪ Réseau de chaleur technique ▪ Réseau de chaleur urbain de 1,9 km jusqu'en 2016	▪ Vieillissement des installations ▪ Arrêt du réseau de chaleur suite à une rénovation ANRU ▪ Tarif de rachat de l'électricité en baisse	▪ Volumes d'intrants stables et importants ▪ Production de chaleur basse-température ▪ Proximité de logements et bâtiments	Mutualiser les besoins énergétiques des filières (eau/ déchets) Avoir une visibilité sur les tarifs et la durée des contrats sur la chaleur
Bretagne	Ferme	400 MWh/ an thermique	Chaudière biogaz : ▪ Réseau de chaleur technique	▪ Isolé géographiquement ▪ Réglementation des traitements des produits azotés ▪ Frilosité des exploitants à s'unir pour créer un réseau de chaleur urbain ▪ Fourniture stable de chaleur contraint l'exploitant	▪ Appui de la Chambre d'agriculture ▪ Indépendance énergétique et traitement des déchets ▪ Installation « clé en main » ▪ Saisonnalité absorbée par du stockage d'intrants	Développer la visibilité des projets similaires Adapter les unités "clé en main" aux besoins et tailles des exploitations Aider les petites exploitations à obtenir des investissements
Grand Est	DMA	10,9 GWh électrique 12,4 GWh thermique	Cogénération : ▪ Injection de biogaz ▪ Vente d'électricité à EDF ▪ Chaleur au sein d'un réseau technique	▪ Isolé géographiquement ▪ Peu de débouchés chaleur sur le site ou à proximité ▪ Evolution réglementaire méconnue	▪ Inspiration de démarches similaires scandinaves ▪ Diminuer les nuisances des riverains ▪ Volonté politique	Elaborer un business-plan avec différents scénarios permettant de suivre les évolutions Faire la promotion des démarches étrangères et voir leur faisabilité en France
Hauts de France	CVO	6,5 millions kWh	Injection avec vente à GRDF	▪ Précurseur dans l'injection de grand volume d'où difficultés réglementaires ▪ Pas de visibilité sur le long terme des tarifs de rachat contrairement à l'électricité et au bio-méthane	▪ Grande fiabilité des textes réglementaires ▪ Contrat de longue durée avec GRDF	Obtenir des tarifs de rachat de la chaleur à hauteur de ceux de l'électricité et du bio-méthane Devancer les innovations du secteur
Auvergne Rhône Alpes	Ferme	280 kWh thermique	Cogénération : ▪ Vente de la chaleur via un réseau ▪ Vente d'électricité à EDF	▪ Longues négociations avec la mairie ▪ Précurseur dans leur région de ce type de valorisation donc longueur administrative	▪ Proximité de consommateurs ▪ Proposition « clé en main » à la municipalité de création d'un réseau de chaleur ▪ Contrat de vente de chaleur ▪ Proximité des intrants	Connaître les pôles de consommation de chaleur proches des unités Créer des zones de dialogues entre les gestionnaires d'unités et les municipalités

6.2. Le montage du projet et l'accompagnement

Le montage administratif

Se lancer dans un projet de méthanisation est une démarche longue qui nécessite un bon encadrement. L'ensemble des démarches, des acteurs et des durées de chaque étape est précisé sur le schéma ci-après.

Les délais de réalisation et le nombre de démarches peuvent être considérés comme un frein à l'émergence de nouveaux projets. Ils sont cependant dépendants de la complexité du projet.

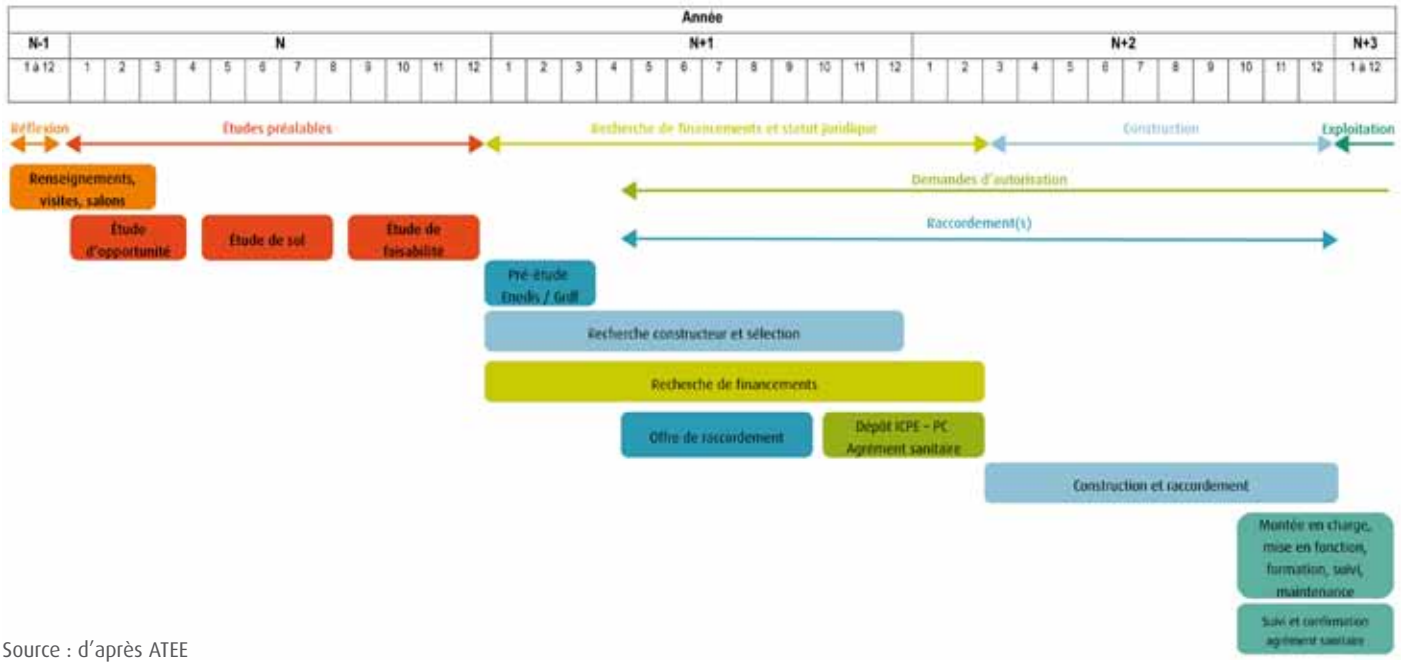
> *Quel que soit le modèle choisi, il faut se préparer à un projet long et lourd : de quatre à six ans entre l'idée et la mise en route.*
>
> *Terre-net, Web-Agri*

> *« Nous étions les premiers à vouloir faire de l'injection, cette réflexion a émergé en 1994 et la mise en service date de 2007. »*
>
> *CVO Lille Métropole*

> *« La montée en charge a été longue, due à l'arrivée saccadée des fournisseurs de déchets (7 ans). »*
>
> *STEP Moselle*

> *« Nous étions les précurseurs au sein de la région, nous avons initié le projet en 2008 et la mise en service a été faite fin 2014. »*
>
> *GAEC Du Pré Vert*

ETAPE DU MONTAGE DE PROJET



Source : d'après ATEE

Les facilitateurs de projet

De nombreux acteurs gravitent autour des projets, de la réflexion très en amont à l'exploitation du site, en passant des centres de ressources aux constructeurs. À chaque étape, ils sont un appui pour le développement d'unités pérennes et rentables.

«Tout est parti d'une visite de ferme avec une unité de méthanisation, organisée par la Chambre d'Agriculture »

Ferme La Fontaine Neuve

« Afin d'informer et d'accompagner au mieux les porteurs de projet bourguignons, l'ADEME et le Conseil régional de Bourgogne ont mis en place un accompagnement spécifique sur la méthanisation. »

Ademe - Direction Régionale Bourgogne

Acteurs de la filière méthanisation

Étapes	Rôle et aides apportées		Acteurs
Réflexion	Demande d'informations, de conseils, d'appui méthodologique ou de formation, centre de ressources, visites de sites, outil de simulation (Méthasim)...		ADEME, Chambres d'agriculture, Région, Services de l'État, Cerema, INRA, Biogas Action, Amorce, AAMF...
Études préalables	Études d'opportunité		Chambres d'agriculture, Bureaux d'études
	Étude de faisabilité technico-économique		Accompagnement : ADEME, Région Réalisation : Bureaux d'études, Développeurs, Concepteurs, Constructeurs
Financier juridique	Financements privés : consultation des banques, business plan		Banques, BPI France, Caisse des dépôts...
	Financements publics : dépôt du dossier de demande de subvention		ADEME, Régions, Départements...
	Choix du statut juridique (structure existante ou création de société)		Syndicats professionnels, Notaires, Comptables, Avocats
Demande d'autorisation	Autorisation unique seulement pour les installations soumises à autorisation		DREAL
	Permis de construire (dépôt en Mairie, délivré par le Préfet ou la Mairie)		DDT
	ICPE	Dossier de déclaration	Préfecture – DDCSPP ou DREAL – Récépissé
		Dossier d'enregistrement	Préfecture – DDCSPP ou DREAL – Arrêté d'enregistrement
		Dossier de demande d'autorisation	Préfecture – DDCSPP – DREAL – Arrêté d'autorisation d'exploiter
	Réglementations environnementales et forestières (si le projet est concerné)		DREAL, DDT
	Agrément sanitaire (si intrants de sous-produits animaux)		DDCSPP
	Permission de voirie (si utilisation de la voie publique)		DREAL, DDT
Procédures de raccordement	Électrique	Pré-étude de raccordement du projet	Enedis ou Entreprise Locale de Distribution
		Offre de raccordement	DREAL, Offre réalisée par Enedis
		Demande de certificat d'obligation d'achat	Certificat délivré par le Préfet
	Gaz	Pré-étude de raccordement	Grdf
		Étude de faisabilité – Étude détaillée – Étude de dimensionnement	
		Contrat d'injection et contrat de raccordement	
		Tarif de rachat	Fournisseurs d'énergie
Construction	Installation du chantier, Réalisation des travaux, Réception des lots, Mise en service avec montée en puissance, Essais puis réception du chantier		Développeurs, Concepteurs, Constructeurs
Exploitation	Formation des opérateurs		ADEME, Bureaux d'études, Développeurs, Concepteurs, Constructeurs
	Mise en exploitation du site, Suivi biologique		Bureaux d'études, Développeurs, Concepteurs, Constructeurs
	Gestion administrative de la société dédiée		Notaires, Comptables, Avocats

Source : d'après ATEE

6.3. Les aspects techniques

La proximité des unités et des besoins

Les installations sont souvent éloignées des besoins en chaleur à cause des nuisances qu'elles peuvent entraîner, de l'acceptation sociale, du besoin en foncier...

Cette distance, parfois importante, entre l'unité de méthanisation et les besoins en chaleur peut conduire à des surcoûts de raccordement ou de création de réseaux de chaleur. Il convient donc, pour tout nouveau projet de bien anticiper le choix de la localisation du site.

Cette réflexion peut être conduite en lien avec les projets de la collectivité sur son territoire (voir partie 6.6).

« La STEP est isolée, loin de tout, coincée entre l'Oise et la voie de chemin de fer. »

STEP Cergy-Pontoise

« Pont-à-Mousson : la proximité, un atout pour le réseau :

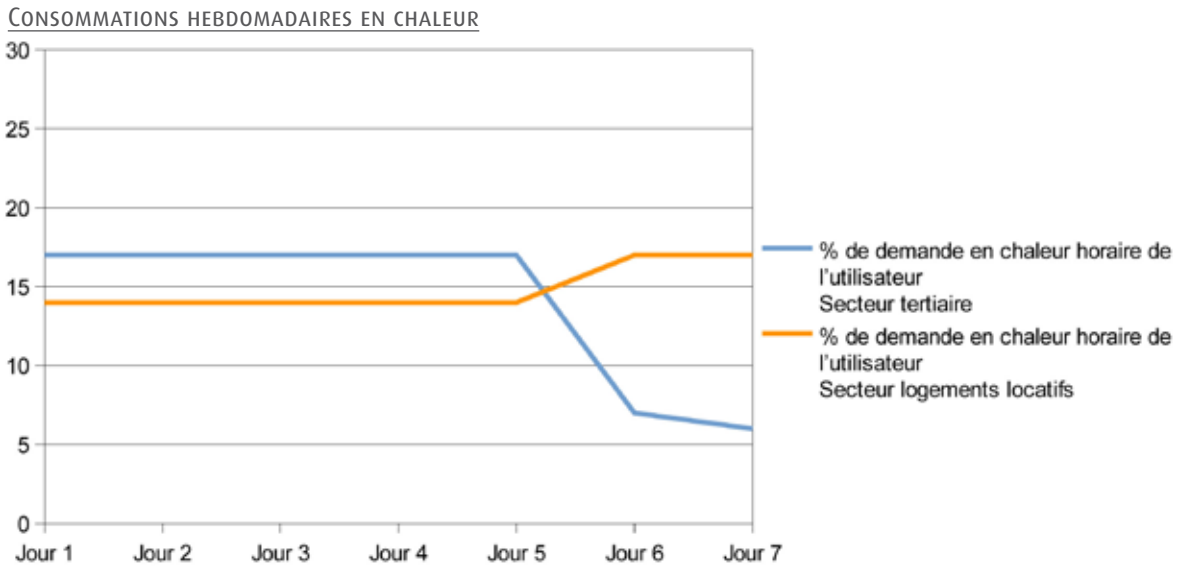
Le site de stockage et de production de Lesménils présente l'avantage d'être très proche de l'agglomération mussipontaine, à moins d'1,5 km des premières habitations. Et assez proche également des 14 bâtiments à desservir, à savoir : le centre technique municipal, le centre des sports, la piscine communautaire, le gymnase, l'école Pompidou ou encore la maison de retraite Saint-François-d'Assise ; les logements collectifs du Parterre et rue du Général-Houdemon (plus de 400 logements), du Pré Latour (158 logements), soit plus de 1 000 personnes. »

L'Est Républicain

Saisonnalité et stockage de l'énergie

Les besoins en chaleur fluctuant au cours de la semaine et de l'année, les unités doivent pouvoir faire face à ces pics et creux de consommation. Deux profils différents peuvent être dressés :

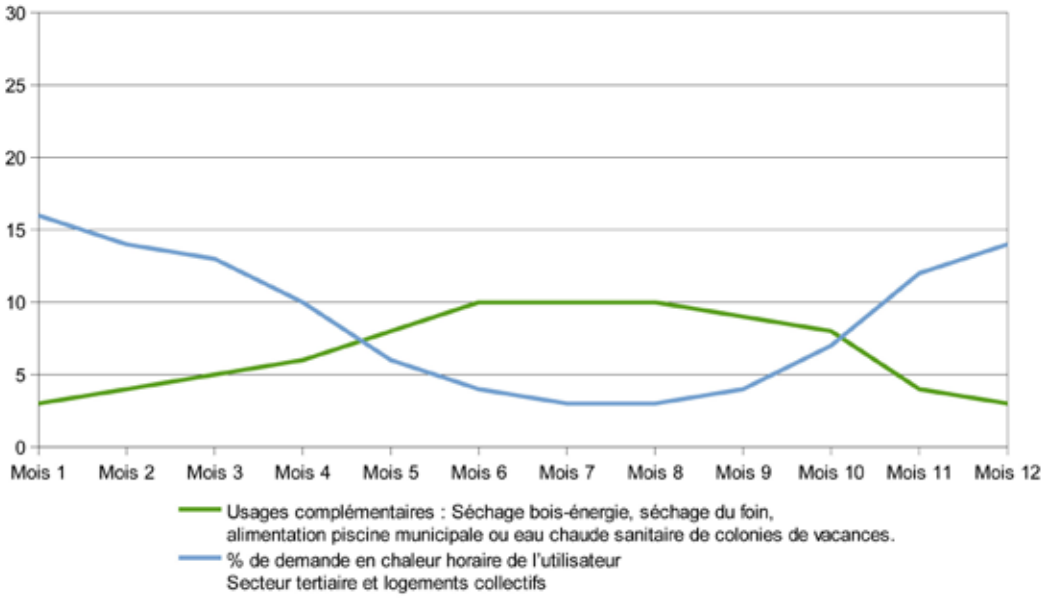
- Les consommations hebdomadaires des secteurs tertiaire et logements collectifs[13] :



13 Source : energieplus-lesite.be

- Les consommations annuelles des secteurs tertiaires et logements locatifs[14] :

Consommations mensuelles en chaleur



La méthanisation qui est un processus constant, doit s'adapter à ces variations de consommation.

Sur une semaine, les unités qui alimentent un réseau de chaleur pourraient envisager une mixité des usages (secteur tertiaire, résidentiel) pour les bâtiments raccordés afin d'avoir une demande plus constante.

En général, les unités arrivent à valoriser l'intégralité de leur chaleur sur la période hivernale. Cependant lors des périodes estivales, elles ne peuvent la stocker, et le taux de valorisation baisse drastiquement.

Afin de s'affranchir de cette saisonnalité, les unités pourraient envisager la mise en place d'installations de stockage de biogaz ou de chaleur. Ces techniques sont encore en maturation, coûteuses et peu développées sur le terrain. Des expérimentations sont cependant en cours de réalisation en France. Le réseau de chaleur brestois est relié à une tour de stockage. D'une capacité de 1 000 m³, la tour a la faculté de stocker 2 500 MWh par an, soit l'équivalent de la consommation de 400 logements.

En Allemagne, depuis plusieurs années, la ville de Friedrichshafen stocke son énergie thermique au sein d'une cuve en béton. Cette technologie est un nouvel axe de progrès à envisager pour les futurs réseaux de chaleur en France, car elle permet d'optimiser le profil particulier de consommation de certains réseaux.

Profil technique de l'installation de stockage thermique de Friedrichshafen

Technologie : Chaleur sensible en eau

Type de cuve : Réservoir béton armé enterré isolé (20 à 30 cm de laine minérale pour les parois verticales ; jusqu'à 70 cm pour le « couvercle »)

Volume : 12 000 m³

Hauteur : 15 mètres

Diamètre : 32 mètres

Capacité de stockage : MWh

Température : ΔT 50 °C (Tdépart = 90 °C, Tretour = 40 °C)

Source d'alimentation : 4 300 m² de panneaux solaires

Taux de couverture de besoins annuels : 40 à 70 %

Cycle de charge/décharge : Conçu pour un stockage intersaisonnier

Prix de l'énergie fournie : 45 €/MWh

Source : AMORCE – INDDIGO – mai 2011 – Etude technico économique – optimisation réseaux de chaleur 32/33

D'autres moyens permettent d'utiliser la chaleur produite toute l'année en développement des complémentarités entre usages telle que l'alimentation de réseaux en hiver et le séchage du foin ou du bois en été.

14 Source : energieplus-lesite.be

6.4. Le financement et la rentabilité (aspects économiques et financiers)

Le montant des investissements de la création d'une unité de méthanisation peut représenter un obstacle.

Créer une unité de méthanisation et valoriser le biogaz coûte entre 300 000 € et 15 000 000 € selon la taille de l'installation. Pour que les projets soient rentables, il faut donc trouver un équilibre entre production de biogaz, coût de fonctionnement et investissements. Pour cela il est indispensable de sécuriser les sources d'approvisionnement : déchets ménagers, effluents d'élevage et matières végétales.

Une étude Ademe de novembre 2016[15] s'est basée sur un panel de 80 installations de méthanisation en fonctionnement pour évaluer la rentabilité des projets. Il apparaît que depuis la hausse du prix de rachat de l'énergie intervenue en 2016, les bilans économiques des exploitations restent positifs. Les modèles les plus performants étant les installations à la ferme et les petits collectifs.

Les « gros » projets ne sont pas forcément les plus rentables. Car s'il y a des économies d'échelle, il y a aussi plus de contraintes : le digestat doit être traité pour être exporté et les volumes d'intrants à trouver sont importants.

Terre-net, Web-Agri

Fourchette d'investissements pour des installations en milieu agricole

Puissance électrique	Installation de 35 kWe	Installation de 170 kWe	Installation de 500 kWe
Exemple de tonnage entrant	2 200 t dont 68 % d'effluents d'élevage	5 500 t dont 86 % d'effluents d'élevage	19 000 t dont 79 % d'effluents d'élevage
Investissement total	0,3 à 0,5 M€ soit 10 à 15 000 €/kWe	1,3 à 1,5 M€ soit 8 600 €/kWe	2,5 à 3,2 M€ soit 5 600 €/kWe

source : Ademe

Face à ces investissements conséquents, il est difficile pour les porteurs de mobiliser des fonds, notamment pour les installations agricoles ; les investisseurs considérant que ces projets sont à risque (difficultés techniques des exploitants, inadéquation des installations, fluctuation du prix et du volume des intrants). Les porteurs doivent donc en priorité connaître les besoins de la collectivité et les possibilités d'approvisionnements en intrants. Les projets les plus faciles sont les projets collectifs qui jouent sur l'économie d'échelle et les petites exploitations qui traitent leurs propres effluents.

La solution reste donc l'accompagnement des projets par des partenaires compétents[16] permettant aux financeurs d'être rassurés, par des aides (Ademe, Fonds Feder ou conseils régionaux), ainsi que par l'appui de politiques publiques.

Zoom : S'assurer de la rentabilité de son projet

De nombreux facteurs jouent sur la rentabilité. Il y a notamment :

- la quantité d'énergie produite et sa valorisation, notamment celle de la chaleur en cogénération
- la proximité d'un réseau en cas d'injection
- le besoin de trouver des gisements suffisamment méthanogènes et d'assurer la sécurité de ces approvisionnements
- le coût de collecte et de stockage des gisements
- la gestion du digestat (épandage sur l'exploitation ou exportation)
- l'optimisation du fonctionnement du digesteur

En cogénération, la valorisation de la chaleur est nécessaire mais difficile. Face à la quantité de chaleur dégagée, il faut souvent créer un autre atelier (serre, séchage en grange), ce qui augmente les investissements et la charge de travail.

Terre-net, Web-Agri

Depuis 2014, les projets sont mieux construits. Il n'y a plus que 5 % d'écarts entre le projet et les factures, alors qu'avant on était souvent à 15 %.

Société Elanor

« Deux créneaux se développent : les gros projets collectifs à plusieurs exploitations en injection pour jouer sur les économies d'échelle et la micro-méthanisation à partir des effluents d'une exploitation pour avoir une relative autonomie sur les approvisionnements. Les gros projets doivent lever le frein de leur acceptabilité, les plus petits doivent penser à la surcharge de travail ».

AILE

15 Les avis de l'Ademe – Méthanisation – Novembre 2016
16 Chapitre 5.2 « Le montage du projet et l'accompagnement »

Aides pour le développement des unités de méthanisation

Soutien au financement

Plusieurs partenaires financiers interviennent dans le soutien à la filière méthanisation :

Commission de régulation de l'énergie (CRE)	Au-delà de 500 kW, les projets entrent dans un régime d'appel d'offres instruit par la CRE. La CRE garantit alors un prix d'achat de l'électricité plus élevé que le tarif d'achat officiel pour un contrat d'une durée de 20 ans.
Ademe	Via les aides du **Fonds chaleur** et du **Fonds déchets** Les dossiers sont instruits par les antennes régionales.
Régions	Elles participent généralement au financement soit directement soit en complément de l'Ademe. Elles gèrent également les fonds européens FEDER et FEADER.
Départements	Certains départements financent également, mais plutôt pour des projets à la ferme.
Agences de l'eau	Leurs interventions sont plus ponctuelles et concernent principalement le traitement du digestat. Les attributions d'aides varient d'une agence à l'autre.
Fonds d'investissement	Ils regroupent des fonds publics et privés. Les collectivités territoriales peuvent y prendre part Au niveau national, on retrouve notamment : – La Banque Publique d'Investissement (BPI) – La Caisse des Dépôts – Emertec 5 (start-up du secteur des écotechnologies)

Les aides au financement et les critères d'éligibilité peuvent varier suivant les territoires en fonction des politiques locales.

Focus sur les aides Ademe

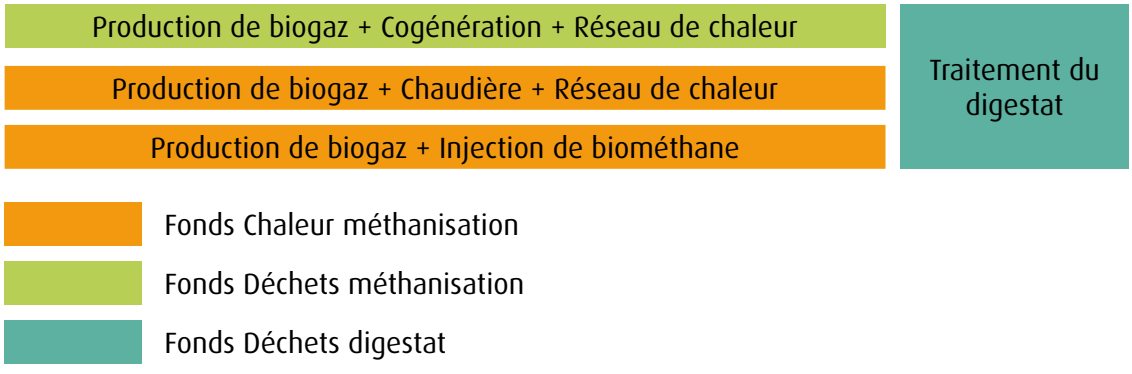
La mise en place d'un réseau de chaleur avec valorisation thermique du biogaz peut être financée par les deux fonds, chaleur et déchets

Aujourd'hui, les aides de l'Ademe restent la principale source de financement pour les projets de méthanisation.

En 2015, les aides à l'investissement pour la méthanisation des Fonds Chaleur et Déchets atteignaient 42 millions d'€ dont près de 24 millions pour le Fonds chaleur avec 25 projets de méthanisation.

(Source : ATEE)

RÉPARTITION DES POSTES D'INVESTISSEMENT MÉTHANISATION ENTRE LE FONDS CHALEUR ET LE FONDS DÉCHET



source : Ademe

Critères d'éligibilité

Les critères d'éligibilité aux aides évoluent chaque année en fonction des objectifs de l'Ademe régionale, en corrélation avec ceux du plan EMAA, de la LTECV et de la PPE.

L'un des critères d'éligibilité pris en compte pour l'attribution des aides est **l'efficacité énergétique des projets.**

Comparaison du critère « efficacité énergétique » pour quelques régions

	Efficacité énergétique minimum des projets
Critère national	55 % minimum pour les projets en cogénération 75 % minimum pour les projets avec chaudières ou en injection.
Alsace	60 % minimum
Aquitaine	55 % minimum
Basse Normandie	Ademe : 55 % minimum Région : 60 % minimum pour la méthanisation à la ferme et 70 % minimum pour les autres secteurs
Bourgogne	50 % minimum
Bretagne	50 % minimum pour la méthanisation à la ferme 60 % minimum pour les projets en collectif agricole & multi-acteurs
Champagne-Ardenne	50 % minimum de valorisation thermique (toutes valorisations confondues, autoconsommation comprise) et 50 % minimum de valorisation énergétique
Languedoc- Roussillon	60 % minimum
Limousin	60 % minimum de valorisation énergétique
Midi-Pyrénées	65 % minimum
Nord-Pas-de-Calais	Valorisation maximale du pouvoir énergétique du biogaz
PDL	Ademe : 55 % minimum pour la cogénération et 80 % minimum pour l'injection Région : 50 % minimum
Picardie	Priorité aux projets de substitution directe d'énergie fossile, par ordre de priorité : utilisation chaleur de cogénération > utilisation directe biométhane > utilisation bioGNV > injection biométhane dans le réseau > valorisation de 80 % de la chaleur restante (hors process et séchage du digestat, du compost, de plaquettes bois)
Rhône-Alpes	Ademe : 60 % minimum (hors chauffage digesteur et séchage digestat (sauf exceptions))

source : ATEE, 2015

Pour l'ensemble du territoire, l'efficacité énergétique minimum pour subventionner un projet est de 50 % (bien en deçà des 70 % exigés pour obtenir les tarifs de rachat maximum avant l'arrêté de 2016).

Ce critère a été maintenu après l'arrêt de la prime efficacité énergétique des tarifs d'achat afin d'inciter les porteurs de projet à optimiser la valorisation de la chaleur.

L'évolution des tarifs de rachat sur la filière biogaz

Les tarifs de rachat de l'énergie (électricité et chaleur) influencent les producteurs et investisseurs à faire émerger des projets d'unité de méthanisation.

Aujourd'hui, la filière biogaz est encadrée par des tarifs de rachat concernant l'électricité produite par cogénération et le biométhane injecté dans le réseau, à la différence de la chaleur.

Dans cette partie, seul le tarif de rachat concernant l'électricité sera détaillé.

Les tarifs de rachat de l'électricité issue de la filière biogaz ont été initialement mis en place en 2006. Ils ont été depuis remaniés par plusieurs arrêtés, dont les 2 derniers sont celui du 19 mai 2011 modifié en 2016 par celui du 13 décembre.

Le tarif de rachat se compose :

- d'un **tarif de** base revalorisé dans l'arrêté de 2016 ;
- d'une **prime pour le traitement d'effluents d'élevage**, également revalorisée dans l'arrêté de 2016 ;
- d'une **prime d'efficacité énergétique** qui a disparu de l'arrêté 2016.

Pour en savoir plus sur le tarif de rachat du biométhane ➲ se référer à l'arrêté du 23 novembre 2011
https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024833895

Comparaison entre les tarifs de rachat des différents arrêtés (hors prise en compte des indexations)

Arrêté de 2011

Tarif de rachat calculé en fonction de :

- La puissance installée
- L'efficacité énergétique (en lien avec la valorisation thermique)
- La proportion d'effluents d'élevage dans le tonnage de matières entrantes sur l'installation

Contractualisation sur 15 ans

ce qui change

Arrêté de 2016

Tarif de rachat calculé en fonction de :

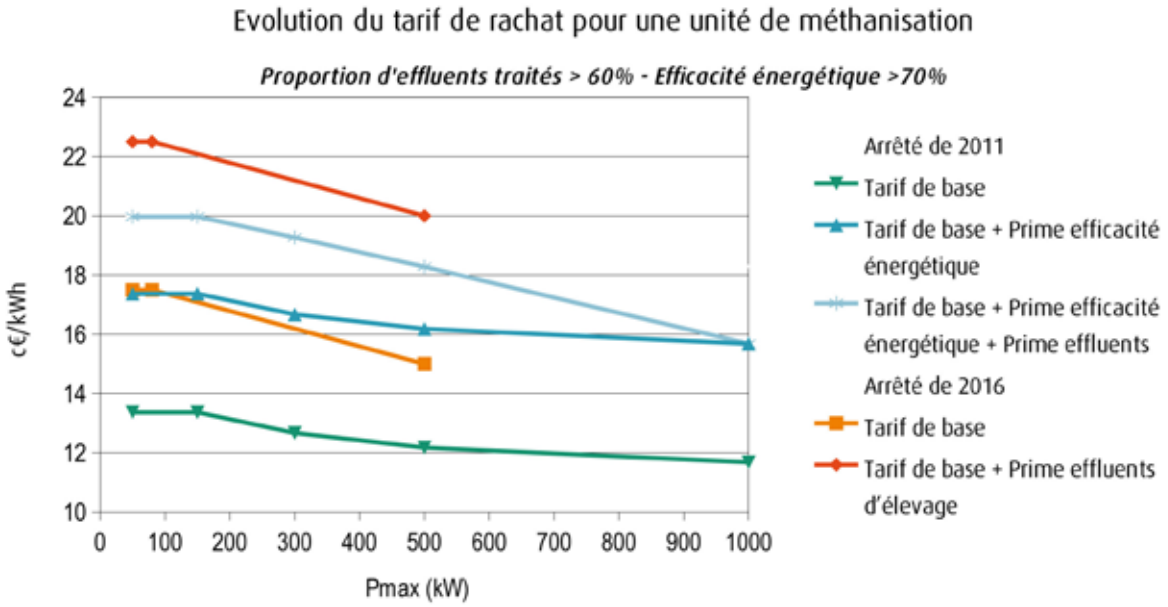
- La puissance installée
- La proportion d'effluents d'élevage dans le tonnage de matières entrantes sur l'installation avec une revalorisation de cette prime

Contractualisation sur 20 ans

Au-delà de 500 kW, procédure d'appel d'offres

Pour en savoir plus sur les tarifs de rachat du biogaz ➲ Annexe 8 « Evolution du tarif de rachat du biogaz »

Comparaison des tarifs d'achat pour une unité de méthanisation



L'évolution tarifaire est plutôt favorable à la filière méthanisation. En effet, la prime « efficacité énergétique », pour laquelle la majorité des unités atteignaient difficilement le seuil des 70 %, a été supprimée au profit d'une revalorisation du tarif de base et de la prime au traitement d'effluents d'élevage.

Par ailleurs, la prime liée au traitement d'effluents d'élevage est également plus intéressante et désormais indépendante de la puissance installée. L'ensemble de ces modifications permet aujourd'hui d'avoir de meilleurs tarifs de rachat.

Cependant, la suppression de la prime « efficacité énergétique » va peut-être conduire les porteurs de projets à ne plus chercher une valorisation totale de la chaleur co-générée, cette dernière n'ayant plus d'influence sur le tarif de rachat. Cette valorisation thermique reste toutefois prise en compte dans l'attribution des subventions et est nécessaire à une bonne rentabilité de l'installation.

Si ces nouveaux tarifs vont faire du bien, les projets en place sont loin d'être dans l'euphorie économique. D'abord parce que les premiers ont essuyé les plâtres d'une filière naissante.

Terre-net, Web-Agri

Même avec une nouvelle tarification plus favorable, cela reste difficile d'analyser la rentabilité de la filière. Les projets sont variés et encore peu nombreux pour arriver à établir des typologies d'exploitation

AILE

La question de la pérennisation du système de tarif de rachat peut également se poser. En effet, une diminution trimestrielle de 0,5 % est désormais affectée au tarif de base à partir de 2018 afin d'inciter les projets à sortir rapidement, mais qu'en sera-t-il de ce dispositif à plus long terme ?

Aujourd'hui, suite à ces évolutions, l'injection semble plus porteuse et est également encadrée par des tarifs de rachat. D'autant plus que Grdf affiche un accompagnement pour trouver des solutions de raccordement quand le réseau est trop éloigné.

Terre-net, Web-Agri

6.5. Aspects réglementaires

L'évolution du contexte réglementaire qui encadre la production de biogaz, la valorisation de la chaleur et le transport du biogaz, peut encourager les exploitants à se tourner vers la méthanisation et potentiellement à valoriser la chaleur produite.

La méthanisation est un nouveau métier à maîtriser.

Terre-net, Web-Agri

Cadre général sur la production de biogaz

Les unités peuvent être soumises au régime ICPE (au cas par cas) selon la taille de l'exploitation en termes de puissance, le type d'intrants, le tonnage traité, ainsi que le mode de valorisation.

Les textes réglementaires sont d'une grande fiabilité.

CVO en Hauts de France

Ce régime peut être vu comme contraignant par les exploitants, dû aux longueurs administratives pour certaines classes ICPE (autorisation et enquête publique). Cependant, ce cas par cas permet aussi aux plus petites installations de s'affranchir de certaines procédures (simple déclaration).

Le stockage de biogaz

Comme vu au chapitre 6.3, la saisonnalité des besoins en chaleur peut être un frein à la valorisation de la chaleur, même si des solutions sont envisageables (complémentarité des profils de consommateurs et/ou des usages). Le stockage est une solution alternative : le biogaz étant stocké sur les périodes estivales puis redistribué lors des pics de consommation hivernaux.

Pour les réseaux de chaleur de faible densité, un stockage minime avec simple déclaration peut donc être envisagé sans que la réglementation soit un frein. Au-delà de 10 tonnes de biogaz stocké, une demande d'autorisation est cependant obligatoire.[17]

17 Voir Régime ICPE ,rubrique 1411-2

La vente de chaleur

La vente de chaleur à un tiers privé n'est encadrée par aucun texte de loi. C'est pourtant l'une des principales demandes des gestionnaires.

La collectivité ou l'organisme de droit public (SEM, SPL) qui exploite lui-même un réseau de chaleur ou l'organise) peut passer librement ses contrats d'achat de chaleur sans appliquer les règles relatives à la commande publique. Il peut donc directement faire appel à l'exploitant d'une unité de méthanisation.

SCP Sartorio & Associés – ADEME

Cependant, si l'exploitant gère la gestion de l'équipement et vend sa chaleur à une personne publique telle qu'une collectivité, pour chauffer ses bâtiments (piscine publique, mairie...), une convention d'achat de chaleur peut être librement passée. La personne publique devra nécessairement rémunérer l'exploitant de l'unité de méthanisation pour la fourniture de la chaleur.

Pour en savoir plus sur les textes réglementaires de la combustion du biogaz et de son transport ➲ Annexe 9

Le cadre réglementaire permet d'appréhender les possibilités de la filière mais n'est cependant pas adapté aux innovations du secteur.

Le temps d'attribution des autorisations et le mille-feuille administratif peut ralentir voir décourager certains porteurs de projet. Cependant, cela ne constitue pas une barrière, contrairement à l'incitation financière liée au tarif de rachat de la chaleur.

6.6. Enjeu social et territorial

La valorisation de la chaleur produite par une unité de méthanisation à travers un réseau nécessite la proximité des consommateurs. Cependant, cette proximité peut parfois générer des problèmes de voisinage et d'acceptabilité du projet.

En effet, une installation de méthanisation peut être à l'origine de nuisances qu'il est cependant possible d'éviter voir de supprimer.

> *« Bonne acceptabilité sociale lorsque les unités sont de petites tailles, contrairement aux gros projets industriels. Des associations de protection de la nature sont venues visiter la ferme car c'est nécessaire de communiquer sur ce que l'on fait»*
>
> *Ferme La Fontaine Neuve*

Les solutions pour limiter les nuisances d'une unité de méthanisation

Principales nuisances	Problèmes posés	Solutions apportées
Nuisances olfactives	Émissions de composés malodorants (acides gras, hydrogène sulfuré) lors du stockage et de l'épandage	• Nuisances réduites par rapport à des déchets non méthanisés (dégradation des composés malodorants lors du process de méthanisation) • Transports des intrants dans des camions ou caissons étanches • Chargements et déchargements sur site dans un hangar fermé et étanche avec traitement de l'air (odeurs réduites de 90 à 99 %)
Nuisances sonores	Liées au transport	• Produire le maximum d'intrants sur site pour limiter le transport • Optimiser le choix de la localisation du site et son accessibilité • Ensemble des matériels de transport conformes aux dispositions en vigueur (limitation des émissions sonores) et utilisés pendant les horaires de travail habituels
	Liées aux équipements sur site (moteur de cogénération...)	• Étude acoustique réalisée pour mettre en place les mesures nécessaires (ex : revêtement absorbant sur les murs et le plafond pour respecter les normes imposées par la réglementation) • Selon la réglementation ICPE, le niveau de bruit en limite de propriété de l'installation ne dépasse pas 70 dB en journée et 60 dB de nuit • Équipements bruyants placés en caisson insonorisé (bruit perceptible que dans un rayon limité (64 dB à 10 mètres)
Risques d'explosion	En lien avec le risque d'explosion liés à la présence de biogaz sur le site	• Réglementation contraignante : classement en zones ATEX (Atmosphères Explosives), consignes de sécurité, normes de construction • Digesteurs implantés à plus de 50 m des habitations • Pas plus de dangers qu'une station-service • Non classé SEVESO • Détecteurs de gaz, extincteurs, voie de pompier, équipement de sécurité, dispositif de rétention sur site
Risques sanitaires	Contamination par des germes pathogènes	• Méthanisation thermophile (à 55 °C environ) permet de réduire la concentration de certains pathogènes même si certains germes ne sont pas éliminés • Digestat épandu plus sain que le fumier en termes de pathogènes (mais non garanti sans pathogène)

Foncier	Localisation de l'implantation de l'unité	• Certaines zones ne peuvent pas accueillir de site méthanisation si elles sont concernées par les points suivants :
		  • Terrain de moins de 1000 m2 disponibles pour l'unité de méthanisation.
		  • Parcelle d'implantation du projet de méthanisation sans accès.
		  • Habitations occupées par des tiers à moins de 50 m du site d'implantation projeté.
		  • Nappe phréatique située à moins de 2 m de profondeur du site méthanisation.
		  • Projet situé dans le périmètre de protection d'un captage d'eau ou à moins de 35 m d'un cours d'eau.
		  • Site situé en zone inondable.
		• Si l'un des points est concerné, il apparaît plus pertinent d'envisager un autre site d'implantation pour développer le projet.

Sources utilisées : ATEE – « Développement de la méthanisation en Limousin » de 2015, ADEME – « Fiche technique méthanisation » de 2015

Aujourd'hui, de nombreuses solutions existent afin de limiter les nuisances et de favoriser ainsi l'implantation d'unités non loin des zones de consommations de chaleur, dans le respect de la réglementation en vigueur.

Dans tous les cas, afin de favoriser l'acceptation du projet avec le voisinage (habitants, entreprises, industriels...), il est vivement recommandé d'échanger sur le projet en amont et tout au long des démarches. Pour cela, le porteur de projet peut se rapprocher de la collectivité afin d'organiser, par exemple, une réunion publique d'informations.

Le dialogue entre porteurs de projets et collectivités présente également l'intérêt de mieux planifier et coordonner le développement de réseaux de chaleur et d'unités de production d'énergie renouvelable sur le territoire.

Les outils de planification sont également un moyen de mettre en cohérence offre de chaleur et consommation.

7 Leviers à activer pour une meilleure valorisation de la chaleur

L'analyse des témoignages, croisée avec un travail bibliographique, a permis de mettre en évidence les principaux enjeux autour d'une meilleure valorisation de la chaleur produite par la filière méthanisation. Ces enjeux peuvent se décliner en pistes d'action à explorer, à différents niveaux opérationnels.

7.1. Orienter les politiques publiques

La réglementation

Aujourd'hui deux points relatifs à la réglementation sont soulevés par les acteurs de la filière : la longueur des procédures administratives et les difficultés d'instruction des projets innovants.

D'après le programme européen « Biogas Regions / an Intelligent Energy Programme », le délai d'autorisation pour une installation de méthanisation est de l'ordre de 10 mois en France, tandis qu'il est de six mois en Italie et de trois à neuf mois en Allemagne et en Espagne. Une analyse de ces procédures d'instruction européennes pourrait être menée afin de comprendre les points d'amélioration possibles.

Concernant le volet innovation, un suivi spécifique de l'administration, en temps réel, pourrait être envisagé afin d'adapter plus rapidement la réglementation.

Le tarif réglementé de la chaleur

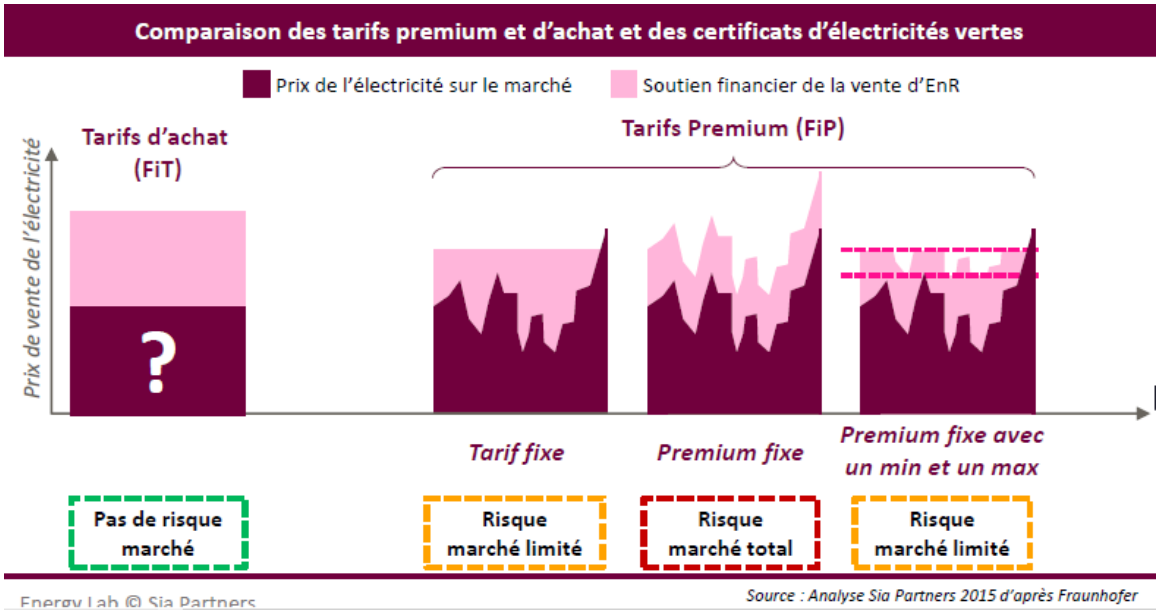
En France, la vente de chaleur ne bénéficie pas d'un tarif de rachat au même titre que l'électricité ou le bio-méthane, contrairement à certains pays européens. Une majorité des exploitants privilégie alors l'injection de biogaz du fait des tarifs de rachat encadrés. Mais d'après leurs témoignages, si la vente de chaleur venait à être réglementée, ils envisageraient davantage cette possibilité.

Au Royaume-Uni, le prix d'achat de la chaleur est garanti pour les producteurs de chaleur renouvelable depuis 2011 pour le chauffage non domestique et 2014 pour le chauffage domestique (source : SiaPartners, Energy Lab, Mars 2015)

Comme les tarifs de rachat, les tarifs premium peuvent agir sur les prix de vente de la chaleur renouvelable. Le tarif premium est corrélé au prix du marché. Cette démarche est déjà en œuvre aux Pays-Bas pour promouvoir la chaleur renouvelable. Ce mécanisme n'est pas encore développé en France.

Le mécanisme des tarifs d'achat favorise un développement fort des filières. Cependant, cette mesure demande une structure importante pour définir les niveaux des tarifs et gérer le budget alloué. L'introduction de quotas transfère le surcoût de production de l'énergie aux consommateurs. L'outil demande des efforts de mise en place pour définir l'évolution des quotas. Une fois en place, le marché s'auto-régule et une agence de contrôle s'assure du respect des quotas.

Sia Partners - EnergyLab



Comparaison des fonds d'aides à l'investissement

Ces deux dispositifs sont complémentaires aux aides à l'investissement existantes qui ont prouvé leur efficacité. Cependant, le budget alloué à ces fonds est très variable suivant les pays européens et ce en lien avec leurs politiques énergétiques.

Exemple de fonds en Europe

Nom du fond	Pays	Budget	Périmètre
Fonds Chaleur		1,12 Md€ (2009/2013)	Biomasse
Programme « Habiter mieux »		502 M€ (2015)	Rénovation thermique
Subventions UREBA	Wallonie	5 M€ (2013)	Biomasse, Solaire, Géothermie
Marktanreizprogramm-MAP		352 M€ (2011)	Biomasse, Solaire, Géothermie

Source : Analyse Sia Partners 2015 d'après ADEME, Anah, Portail de l'énergie de la Wallonie, Fraunhofer

[Nb : le budget du Fond Chaleur de l'Ademe recouvre l'ensemble des filières biomasse, solaire et géothermie.]

En outre, afin de favoriser le développement des filières renouvelables, la France développe des politiques fiscales avantageuses et incitatives pour la filière chaleur renouvelable (telles que le crédit d'impôt ou la TVA réduite).

La planification

La valorisation de la chaleur issue des unités de méthanisation passe par le développement synchronisé des réseaux de chaleur et de la planification territoriale.

Les porteurs de projet doivent travailler en concordance avec les collectivités. Les projets de territoire (l'élaboration d'un PLU ou d'un PCAET, les rénovations ANRU) sont l'occasion de faire se rencontrer les différents acteurs afin de mettre en place les conditions favorables à l'émergence des projets.

«Conscient des besoins de notre commune, et afin de valoriser notre chaleur, nous sommes allés à la rencontre de la collectivité pour initier un projet commun de réseau de chaleur »

GAEC Du Pré Vert

7.2. Développer des outils d'aide à la filière

Cartographie des données du territoire

Afin d'évaluer la faisabilité de la valorisation de chaleur au sein de réseaux, il serait utile de superposer à une échelle fine, diverses informations :

- la localisation des réseaux de chaleur et gaz existants ou en projet,
- les consommateurs de chaleur par classe : tertiaire, résidentiel, industriel, agricole,
- les potentiels d'intrants méthanogènes.

> *« Pour ceux que l'aventure méthanisation tente, la première étape est, sur son territoire, de superposer les besoins de chaleur (projets agricoles, réseaux de collectivités) et les gisements de ressources (effluents d'élevage, IAA) »*
>
> *GAEC Du Pré Vert*

En libre accès pour les acteurs locaux, cette cartographie permettrait d'identifier des sites prioritaires où développer des unités, à proximité des consommateurs et des intrants, tout en s'interrogeant en amont sur la complémentarité des usages. Certaines collectivités ont d'ores et déjà travaillé sur ce type d'outil. Le Conseil Départemental de Loire-Atlantique a ainsi développé son outil cartographique CartoMétha.

Évolutions techniques au service du lissage de la saisonnalité

Le stockage de la chaleur devrait permettre aux producteurs de s'affranchir des pics de consommation hivernaux. Les technologiques existantes ne sont pas encore déployées à grande échelle. Parallèlement, le pilotage de la demande à l'aide des SmartGrids, au sein des réseaux, doit permettre de mieux anticiper les consommations.

« Le projet EcoGrid de Bornholm, au Danemark développe un Smart grid énergétique : une éolienne, un réseau de chaleur, un réseau de gaz et du solaire thermique sont connectés et produisent de l'énergie en fonction des appels de puissance sur les réseaux, de l'ensoleillement, du vent, du prix de l'électricité, des températures extérieures... »[18]

Afin d'élargir le champ des valorisations possibles et donc des consommateurs, de nouvelles technologies telles que la tri-génération[19] sont à envisager.

Pour en savoir plus sur les nouvelles technologies
➲ Annexe 10

18 Source : Energie 3.0 – Le magasine de l'efficacité énergétique – Tour d'horizon des Smart Grids : l'exemple du Danemark

19 La tri-génération est une technologie permettant de produire à la fois du froid, de la chaleur et de l'électricité. Voir Annexe 10

Le développement de la méthanisation, notamment agricole, et de la chaleur renouvelable sont des enjeux dont la prise en compte n'a véritablement démarré qu'à partir de la fin des années 2000.

Depuis, afin de renforcer l'évolution du paysage énergétique français, la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) a fixé de nouveaux objectifs sur ces filières via la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Parallèlement, ces objectifs nationaux sont déclinés à travers une planification territoriale spécifique aux échelons régionaux (SRCAE puis SRADDET) et intercommunaux (PCAET). Ces documents permettent d'identifier le potentiel de développement de la méthanisation et des réseaux de chaleur tout en détaillant les actions à mettre en œuvre pour les déployer.

L'analyse des freins et des leviers à mobiliser pour accroître la chaleur d'origine renouvelable issue de la méthanisation, fournie aux réseaux de chaleur met en évidence la complexité de la valorisation de la chaleur du fait de l'aspect saisonnier de la production, de l'absence de tarifs de rachat et parfois d'un manque de débouchés à proximité.

Elle fait apparaître la nécessaire concertation entre porteurs de projets, citoyens et collectivités, afin de conjuguer développement de la méthanisation, déploiement des réseaux de chaleur et dialogue citoyen.

Ainsi, au-delà des solutions techniques telles que le stockage énergétique ou des incitations financières pour la vente de chaleur renouvelable, les territoires doivent innover et mettre en place une planification concertée pour développer une énergie renouvelable produite et valorisée localement.

Sur le plan national, la révision de la PPE pourrait amener un nouveau cadre. En parallèle, le gouvernement a lancé, en février 2018, un groupe de travail sur la méthanisation chargé d'accélérer le développement de la filière.

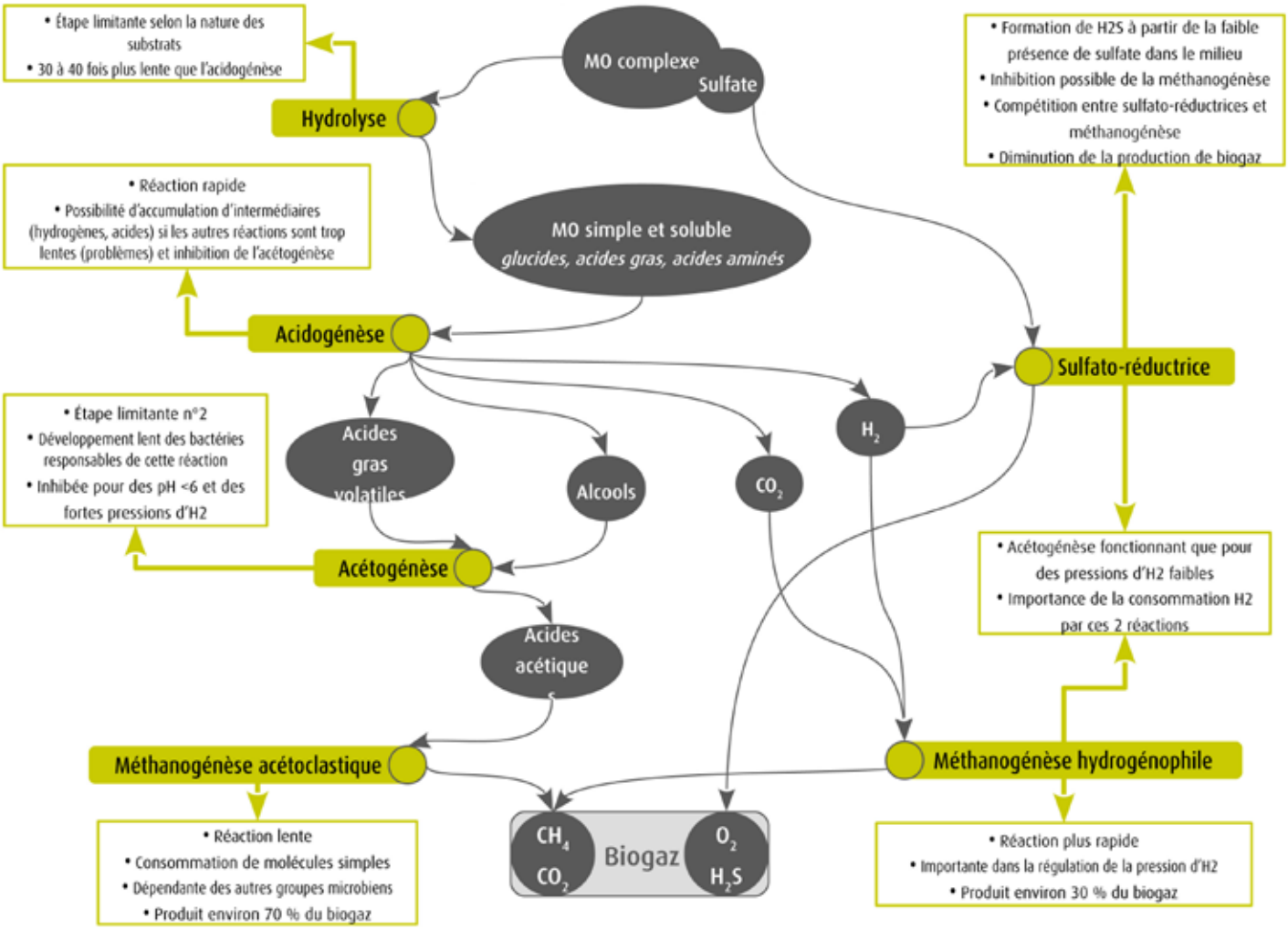
Annexes

ANNEXE 1 – Le potentiel de développement de la méthanisation dans les SRCAE (tableau détaillé)

Régions		Année de référence SRCAE	Objectif SRCAE	TCAM
Auvergne-Rhône-Alpes	Auvergne	4 installations de méthanisation pour 1,2 ktep de production électrique en 2008	2 ktep en 2020 (production de chaleur issue de la méthanisation) 9 ktep en 2020 (production d'électricité issue de la biomasse dont la méthanisation)	19 % (2008 à 2020)
	Rhône-Alpes	12,5 ktep en 2005 pour la production de biogaz	53 ktep en 2020 pour la production de biogaz	10 % (2005 à 2020)
Bourgogne-Franche-Comté	Bourgogne	Aucune installation en 2009 en méthanisation agricole et industrielle (hors méthanisation des déchets ménagers comptabilisée dans la filière « déchets ménagers ») Filière déchets ménagers : 55 GWh en 2009 (dont méthanisation)	90 GWh en 2020 en méthanisation agricole et industrielle (hors méthanisation des déchets ménagers comptabilisée dans la filière « déchets ménagers ») 55 installations de 100 kW ou 5,5 MWé Filière déchets ménagers : 205 GWh en 2020 (dont méthanisation)	16 % (2009 à 2020)
	Franche-Comté	0,1 ktep (1 GWh) en 2008 de production de chaleur par la méthanisation 2,4 ktep (25 GWh) en 2008 pour la production d'électricité en biomasse (dont méthanisation)	3,5 ktep en 2020 de production de chaleur par la méthanisation et 6 ktep en 2050 2,4 ktep en 2020 pour la production d'électricité en biomasse (dont méthanisation) et 14 ktep en 2050	7 % (2008 à 2020)
Bretagne		Électricité produite par la méthanisation : 4 GWh en 2010 Chaleur produite par la méthanisation : 30 GWh en 2010 Électricité produite par les déchets ménagers : 79 GWh en 2010 Chaleur produite par les déchets ménagers : 176 GWh en 2010	Scénario bas : Électricité produite par la méthanisation : 380 GWh en 2020 et 810 GWh en 2050 Chaleur produite par la méthanisation : 300 GWh en 2020 et 1 500 GWh en 2050 Électricité produite par les déchets ménagers : 80 GWh en 2020 et 160 GWh en 2050 Chaleur produite par les déchets ménagers : 300 GWh en 2020 et 720 GWh en 2050 Scénario haut : Électricité produite par la méthanisation : 760 GWh en 2020 et 810 GWh en 2050 Chaleur produite par la méthanisation : 600 GWh en 2020 et 1 500 GWh en 2050 Électricité produite par les déchets ménagers : 80 GWh en 2020 et 160 GWh en 2050 Chaleur produite par les déchets ménagers : 460 GWh en 2020 et 1040 GWh en 2050	35 % à 45 % (2010 à 2020)
Centre Val de Loire		5 ktep en 2008 et 6 ktep (soit 12 installations) en 2010 pour la méthanisation	80 ktep en 2020 pour la méthanisation 300 ktep en 2050 pour la méthanisation	30 % (2008 à 2020)
Corse		Production de biogaz et cogénération avec les déchets : 9 GWh en 2011 (électricité)	Production de biogaz et cogénération avec les déchets : 13 GWh en 2020 (électricité) 25 GWh en 2030 (dont 15 électriques et 10 en injection) 95 GWh en 2050 (dont 20 électriques et 75 en injection et véhicules au gaz)	4 % (2011 à 2020)
Grand Est	Alsace	3 ktep de production de biogaz en 2009	12 ktep en 2020 et 40 ktep en 2050	13 % (2009 à 2020)
	Champagne-Ardenne	76 GWh de production de biogaz en 2010 dont 51 GWh en chaleur et 25 GWh en électricité	Scénario Grenelle 2020 : 265 GWh de production de biogaz en 2020 dont 156 GWh en chaleur et 109 GWh en électricité Scénario volontariste 2020 : 314 GWh de production de biogaz en 2020 dont 182 GWh en chaleur et 132 GWh en électricité Scénario Grenelle 2050 : 467 GWh de production de biogaz en 2020 dont 267 GWh en chaleur et 200 GWh en électricité	13 % à 15 % (2010 à 2020)
	Lorraine	Environ 7 GWh en 2011 (1 seule installation hors biogaz de décharge)	335 GWh de biogaz produit par la méthanisation en 2020 (hors biogaz de décharge) dont 165 GWh électriques et 170 GWh thermiques	54 % (2011 à 2020)

Régions		Année de référence SRCAE	Objectif SRCAE	TCAM
Hauts-de-France	Nord-Pas-de-Calais	140 GWh de biogaz produits en 2009 (dont 120 GWh en chaleur et 20 GWh en électricité)	1 000 GWh en 2020	20 % (2009 à 2020)
	Picardie	Installations de méthanisation : 25 GWh électricité et 25 GWh chaleur en 2010 Centre valorisation énergétique : 58 GWh en électricité et 50 GWh en chaleur en 2010 Centre d'enfouissement techniques : 7 GWh en électricité en 2010 Total de biogaz produit : 165 GWh dont 90 GWh en électricité et 75 GWh en chaleur en 2010	Total de biogaz produit : 47 ktep (505 GWh) en 2020 140 ktep (1505 GWh) en 2050	12 % (2010 à 2020)
Île-de-France		298 GWh de biogaz produit en 2009	2046 GWh de biogaz produit en 2020 et 9 922 GWh de biogaz produit en 2050	19 % (2009 à 2020)
Normandie	Basse	7 GWh en 2009 pour la méthanisation	243 GWh en 2020 et 324 GWh en 2030	38 % (2009 à 2020)
	Haute	19 GWh en 2013 pour la méthanisation	515 GWh en 2020	60 % (2013 à 2020)
Nouvelle-Aquitaine	Aquitaine	10 GWh thermique en 2010 pour la méthanisation	585 GWh en 2020 dont 480 GWh (chaleur et injection) et 105 GWh (électricité)	50 % (2010 à 2020)
	Limousin	0,5 GWh en 2009 pour la méthanisation	78 GWh en 2020 et 208 GWh en 2030	58 % (2009 à 2020)
	Poitou-Charente	137 GWh en 2011 pour la filière bioagaz	1066 GWh en 2020 pour la filière bioagaz	26 % (2011 à 2020)
Occitanie	Languedoc-Roussillon	Centre SDND valorisant le biogaz : 4 GWh en chaleur et 24 GWh électrique en 2010 Méthaniseurs d'ordures ménagères et boues de STEP : 13 GWh électrique en 2010	Méthanisation agricole et territoriale : 300 GWh en 2020 (150 GWh d'électricité et 150 GWh de chaleur) Centre SDND valorisant le biogaz : 4 GWh en chaleur et 46 GWh électrique Méthaniseurs d'ordures ménagères et boues de STEP : 22GWh en chaleur et 49 GWh électrique	26 % (2010 à 2020)
	Midi-Pyrénées	4,6 GWh électrique de biogaz produit et 0,8 ktep (9,3 GWh) thermique de biogaz produit en 2008 Pour la méthanisation : 5 installations en service en 2010	En 2020, 50 installations en service : 67 GWh électrique 4,5 ktep (52 GWh) chaleur 4,5 ktep (52 GWh) injectés au réseau	23 % (2008 à 2020)
Pays de La Loire		19 ktep de biogaz produit en 2011 pour 18 installations	80 ktep de biogaz produit par la méthanisation en 2020	17 % (2011 à 2020)
Provence-Alpes-Côte d'Azur		Production de chaleur/électricité à partir des déchets urbains par incinération/méthanisation : 760 GWh en 2009 (pour l'incinération) Production de chaleur/électricité par combustion ou méthanisation de biomasse agricole ou industrielle hors bois-énergie : Pas de données	Production de chaleur/électricité à partir des déchets urbains par méthanisation : 550 GWh en 2020, 1100 GWh en 2030, 4000 GWh en 2050 Production de chaleur/électricité par combustion ou méthanisation de biomasse agricole ou industrielle hors bois-énergie : 230 GWh en 2020 (dont 75 GWh pour la méthanisation), 660 GWh en 2030 (dont 200 GWh pour la méthanisation), 1 300 GWh en 2050 (dont 430 GWh pour la méthanisation)	Non calculé
DOM-TOM	Guadeloupe	0,2 MW en 2011 (1,5 GWh) pour la filière biogaz et déchets	13 MW en 2020 (97 GWh) – bas 16 MW en 2020 (120 GWh) – haut	59 % à 63 % (2011 à 2020)
	Guyane	90 % des déchets non valorisés	Biogaz issus des centres de stockage des déchets 7 à 9 MW (52 à 67 GWh) d'ici 2030	Non calculé
	Martinique	0,5 MW (4 GWh) en biogaz en 2010	2 MW (15 GWh) en 2020	14 % (2010 à 2020)
	Réunion	7,6 GWh (1 MW) de production de biogaz en 2010	6 à 12 MW (45 à 90 GWh) en 2020 de production de biogaz biogaz issu de la méthanisation des déchets ménagers et boues de STEP : 18 MW et 116 GWh	37 % (2010 à 2020)

ANNEXE 2 – Les réactions de la méthanisation



Source : Ademe Bourgogne

Le process « mésophile en infiniment mélangé »

Ce système a l'avantage de pouvoir maîtriser la production de biogaz grâce à un brassage régulier de la matière.

La matière à traiter est introduite tous les jours et une quantité équivalente est extraite par surverse ou pompage. La matière sortante, le digestat, est évacuée vers une fosse de stockage.

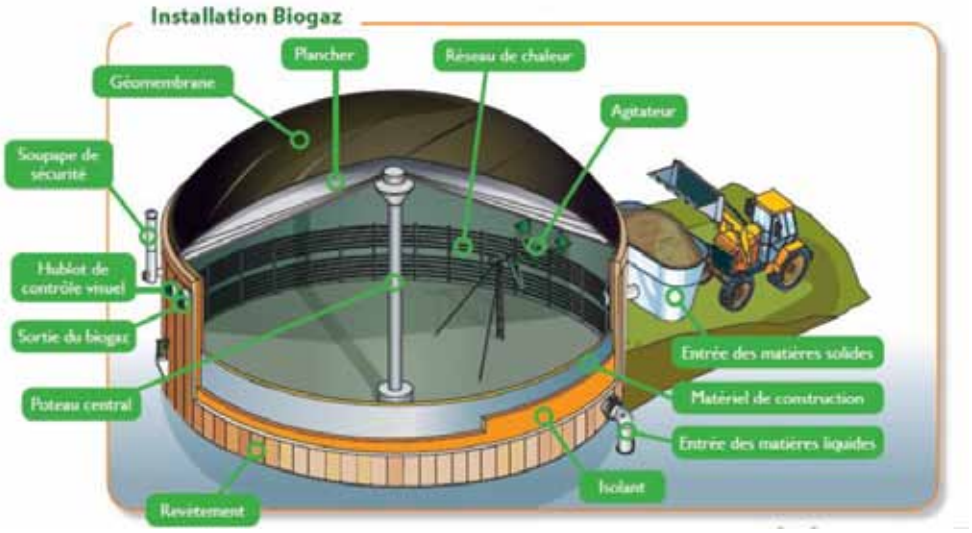
Certaines installations sont équipées d'un post-digesteur permettant de terminer la digestion et de récupérer la fraction de biogaz encore présente dans la matière digérée.

Le mélange du digesteur et éventuellement du post-digesteur est brassé de manière mécanique (agitateurs) ou hydraulique (injection de biogaz ou recirculation de digestat) afin d'homogénéiser l'ensemble, d'uniformiser la température, d'éviter la sédimentation de matières dans le fond ou la formation de croûte en surface.

C'est le processus **le plus courant**.

Les réactions se font à une température comprise entre **38 et 42 °C** (d'où le terme mésophile) et le mélange doit avoir une teneur en **matière sèche inférieure à 12 %** (18 % maximum s'il y a recirculation du digestat) afin que celui-ci reste brassable et pompable.

Le temps de séjour est compris entre **40 et 60 jours**.



Source : AILE, ADEME, Solagro, TRAME – Septembre 2011 – Guide technique Méthanisation à la ferme – https://www.aile.asso.fr/index.php/biogaz/plan-biogaz/la-methanisation/?lang=fr

La voie sèche

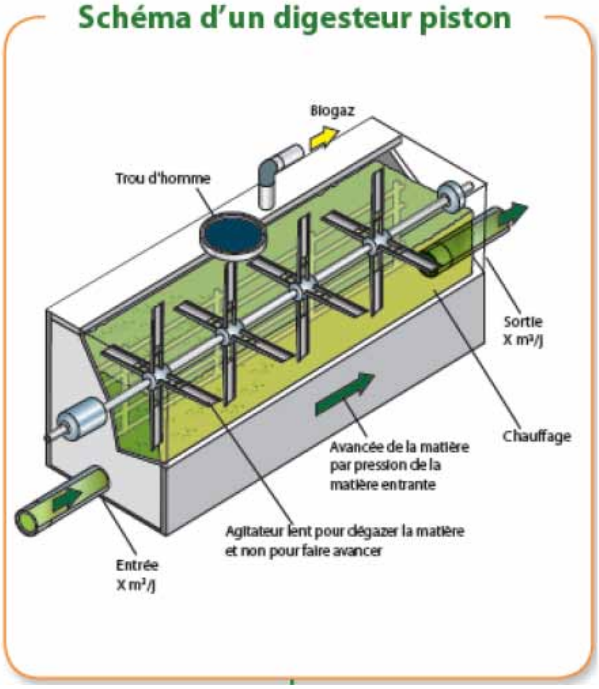
Pour les substrats plutôt solides et les mélanges compris entre **20 et 30 % de MS**, le système de méthanisation en voie sèche est envisageable.

Il existe 2 types de systèmes : en continu et en discontinu.

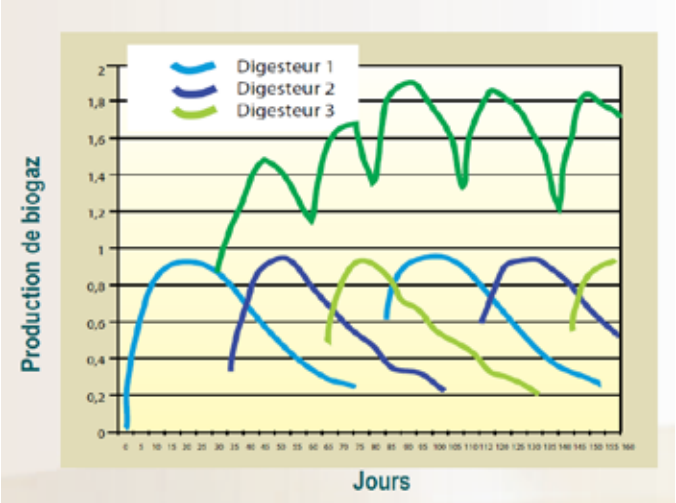
En continu grâce à un digesteur piston

Ce digesteur accepte des **taux de MS jusqu'à 25-30 %** et nécessite un **chauffage moindre**.

Le **temps de séjour** et le niveau d'**équipement** sont sensiblement **équivalents** à la voie liquide.



PRODUCTION DE BIOGAZ DANS UN SYSTÈME À 3 DIGESTEURS EN SYSTÈME DISCONTINU



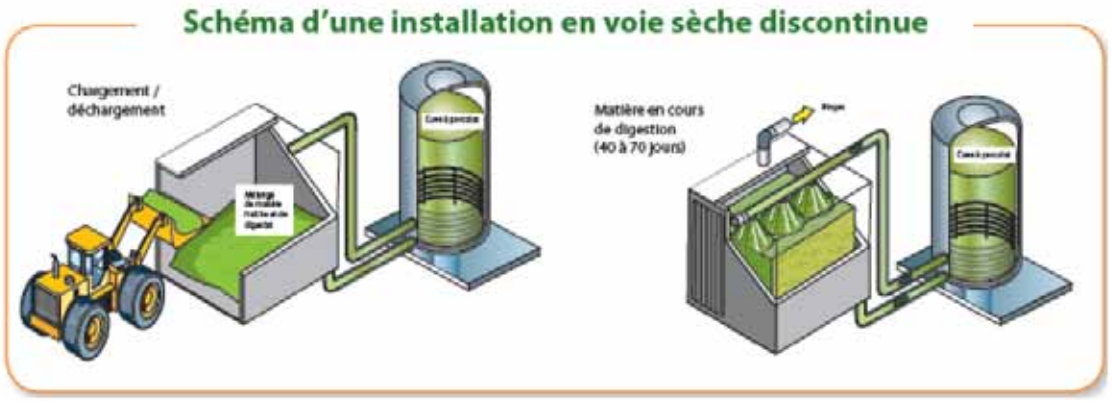
source : Ademe Bourgogne

En discontinue où plusieurs digesteurs, appelés également « **batches** », vont fonctionner en parallèle et produire du biogaz de manière indépendante.

L'exploitant charge un digesteur (mélange supérieur à 25 % de MS), le referme et attend environ **80 à 100 jours** que la digestion s'effectue. Après ce temps de séjour, il ouvre de nouveau la bâche pour décharger le digesteur et ainsi de suite pour les différents « batches ».

Ce système nécessite de la **manutention** mais utilise **moins d'équipements** spécifique (pompes, agitateurs...).

Ce mode de digestion est encore **peu développé**.



ANNEXE 4 – ENNEZA : Exploitation d'une unité de méthanisation à la ferme avec déshydratation dans le prolongement de l'exploitation familiale en polyculture-élevage

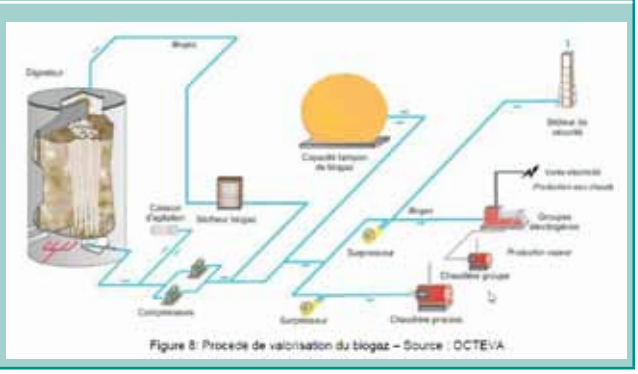
Nom	METHELEC
Localisation	Ennezat (63)
Maître d'œuvre	Famille Lhospitalier associée au groupe LANGA
Budget	15 M euros - Cofinancé par l'UE (Fonds FEDER)
Durée de la conception	2012 : initiation du projet 2016 : inauguration du site
Type d'unité	A la ferme
Type d'intrants	Agricoles, industries agroalimentaires, supermarchés ou restaurants (déchets de cuisine et de table), SPAN de catégories 3, STEP, etc.
Type de valorisation	Le biogaz est valorisé sur un moteur de cogénération. La chaleur, produite dans le moteur de cogénération et disponible après une part d'autoconsommation sur le processus de méthanisation, est destinée à plusieurs usages dont le chauffage des poulaillers et le séchage de pulpes de betterave pour l'alimentation bovine.
Production éléctrique	5 094 kWh
Information sur RDC	Réseau technique
	 Source : bioenergie-promotion.fr

ANNEXE 5 – SEVADEC : Valorisation territoriale des déchets industriels en milieu urbain

Un site de récupération pour un territoire donné (ensemble de communes du 60).

Le biogaz produit est valorisé sous forme électrique et thermique grâce à la cogénération. L'énergie électrique produite permet à terme de répondre aux besoins en électricité de 9 000 habitants. L'énergie thermique produite est entièrement valorisée sur le site afin de maintenir la température des digesteurs, des bâtiments, des bureaux et le séchage du digestat.

Le SEVADEC traite les déchets de 63 communes, représentant 160 947 habitants.

Nom	CVO du SEVADEC
Localisation	Calais (62)
Maître d'œuvre	SEVADEC
Budget	21,4 millions d'euros dont 2,6 millions de subventions (Ademe, Feder, CR)
Durée de la conception	Début des travaux : 2006 Première phase d'exploitation : octobre 2007
Type d'unité	STEP
Type d'intrants	Bio-déchets
Type de valorisation	La chaleur récupérée au niveau de l'eau de refroidissement des groupes électrogènes permet une production d'eau chaude à 70-85°C, utilisée pour le chauffage de l'usine et des locaux du SEVACEC, ainsi que pour les tunnels de séchage. La teneur en méthane (CH4) dans le biogaz doit être comprise entre 40 et 60% pour qu'il soit utilisé dans les équipements de valorisation. Dans le cas contraire, et en cas de non disponibilité du réseau EDF pour l'injection, il est brûlé en torchère.
Production d'énergie thermique	5 693 MWh
Information sur RDC	Réseau technique
 Figure 7: Digesteur et gazomètre - Source: OCTEVA	 Figure 8: Procede de valorisation du biogaz – Source : OCTEVA

ANNEXE 6 – États des lieux des unités de méthanisation

Le tableau ci-après liste, selon les régions, le nombre précis d'installations de méthanisation, par type d'unité et de valorisation. Ces données ont été recueillies à travers l'outil SINOE (données 2016).

		Régions												
Type d'unité	Type de valorisation	AURA	BFC	BZH	CVDL	GE	HdF	IdF	Norm.	N-A	Occ.	PACA	PDL	Total
À la ferme	Autre							1	5					6
	Chaudière			3							1			4
	Cogénération	25	27	43	11	55	16	1	28	22	12	1	26	267
	Injection	1	1	2		3	3	3					1	14
	Total	**26**	**28**	**48**	**11**	**58**	**19**	**5**	**33**	**22**	**13**	**1**	**27**	**291**
Centralisée/ Territoriale	Chaudière		1		1									2
	Cogénération	2		1	3	3	3	1	3	6	2	1	6	31
	Injection	1			2	2	1			1				7
	Total	**3**	**1**	**1**	**6**	**5**	**4**	**1**	**3**	**7**	**2**	**1**	**6**	**40**
Déchets ménagers et assimilés	Autre						1							1
	Cogénération	1		1			2	1	2	1	1	1		10
	Injection		1			1	1							3
	Total	**1**	**1**	**1**		**1**	**4**	**1**	**2**	**1**	**1**	**1**		**14**
Industrie	Autre	1												1
	Chaudière	7	5	5	2	9	18	1	7	15	13	7	4	93
	Cogénération						1			3			4	8
	Total	**8**	**5**	**5**	**2**	**9**	**19**	**1**	**7**	**18**	**13**	**7**	**8**	**102**
Station d'épuration	Autre	7												7
	Chaudière	9	2	3	1	6	1	7	1	2	2	4	5	43
	Cogénération	4	1	3		2	1	2	1	3	2	1	2	22
	Injection	1												1
	Total	**21**	**3**	**6**	**1**	**8**	**2**	**9**	**2**	**5**	**4**	**5**	**7**	**73**
Total général		**59**	**38**	**61**	**20**	**81**	**48**	**17**	**47**	**53**	**33**	**15**	**48**	**520**

ANNEXE 7 – Questionnaire à destination des gestionnaires d'unités de méthanisation

Genèse du projet
Date de début de la réflexion sur le projet
Par qui ? (qui est à l'initiative du projet ?)
Comment ont-ils pensé à faire de la métha ? (visites de site, démarcheur, colloque, internet...) pourquoi se sont-ils lancés ?(besoin, investissement, tentative...)
Temps de mise en œuvre du projet : si long, pourquoi ? Que faudrait-il améliorer ou simplifier ? Freins et leviers pour toutes les étapes ?
Les acteurs du projet ?
Les facilitateurs du projet ? (connaissance des partenaires Amorce, Ademe, ATEE, collectivité ...)
Autres
Définition technique
Situation géographique de l'installation(isolé, centre bourg-proche métropole-proche site industriel ou ZAC...)
Choix de la localisation (dû à ; conflits d'usage, foncier disponible, acceptabilité, accessibilité ...)
Avantages de leur localisation ?
Contraintes sur leur localisation ? Conflits d'usage (liés au transport des intrants, aux odeurs, au bruit...)
Rayon d'approvisionnement des intrants (à domicile, d'autres sites, achats/ventes...)
Typologies des intrants et fournisseurs
Saisonnalité des intrants (période de vide sanitaire, fauches...)
Saisonnalité de la production (annuelle, mensuelle, période d'arrêt de la centrale, révision des machines...)
Période de surproduction (oui/non/valorisée), nécessité de brûler du biogaz sur certaines périodes ?
Combien produisent-ils de biogaz, d'électricité, de chaleur à l'année ?
Autres
Valorisation
Type de valorisation (raccordement au RDC, biogaz injecté, réseaux techniques...)
Quelle % de chaleur est valorisée ?
Le débouché pour la valorisation de la chaleur était-il existant lors de la mise en œuvre du projet ou a-t-il été réfléchi en même temps que le projet de méthanisation ?
Une autre valorisation de la chaleur serait-elle envisageable ? Plus rentable/intéressante ?
Transporter le biogaz directement vers une chaufferie alimentant un RDC est-il envisageable ?
Autres
Financement et rentabilité
Montage individuel ou aidé par un organisme (bureau d'études, chambres régionales ...) ? Les avantages de ce type de montage ou les difficultés rencontrées ?
Coût total de l'investissement ?
Ressenti des banques face au projet ?
Aides publiques par l'état ? Par la région ? Collectivité ?
Différence entre le budget prévisionnel et le réalisé (écart, déconvenues, bonnes nouvelles...)
Rentabilité du projet ? (durabilité ? Imprévus ? Problème technique ?...), écart entre l'actuel et le prévisionnel ?
Est-ce que valoriser la chaleur aide à la rentabilité de l'installation ? Si non, comment pourrait-elle être améliorée ?
Comment gèrent-ils les tarifs de vente de la chaleur lors de la vente à un tiers ?
Un Tarif de rachat spécifique, s'il y a vente à un RDC aiderait-il à développer cet aspect ? Quelles sont les contraintes actuelles pour un raccordement à un RDC (proximité du réseau et coût de raccordement, démarche de raccordement, dialogue avec les collectivités ...) ?

Y a-t-il des difficultés à gérer l'installation au quotidien ? Lesquelles ? Comment se sont-ils adaptés ? Prise en compte initiale de l'aspect temps de travail ? (surcoût, création d'emploi, emploi saisonnier) Quelle gestion de l'installation s'ils sont absents (salariés ...) Déficit de formation en métha, lesquels ? Les salariés effectuant des remplacements sont-ils bien formés pour la gestion d'une installation de méthanisation ?
Autres
Réglementation
Complexité / difficultés identifiées (timing, gestionnaires...) ? Connaissance des bons interlocuteurs ?
Comment simplifier les démarches administratives ou l'aspect réglementaire ?
Numérisation des dossiers ?
Contraintes particulières liées au type d'intrants ? Localisation ? Nuisances ?
Autres
Conclusion
Si c'était à refaire, qu'est-ce qu'ils referaient ou pas ? Et pourquoi ?
Envies spécifiques et top 3 de ces envies
Commentaires libres

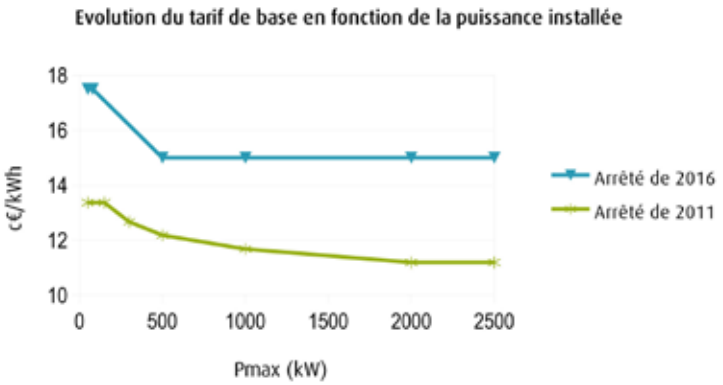
ANNEXE 8 – Evolution du tarif de rachat du biogaz

Tarif de base

Ce tarif a été revalorisé dans l'arrêté de 2016. Il est définit en fonction de la puissance installée.

Cependant, à compter du 1er janvier 2018, la valeur du tarif de base diminue de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre.

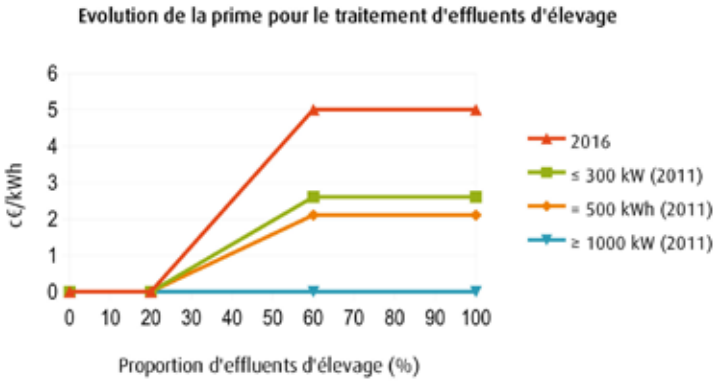
A titre d'exemple, pour un projet d'une puissance de 150 kW, le tarif de base passera de 17,08 c€/kWh à 9,23 c€/kWh en 2020.



Prime pour le traitement d'effluents d'élevage

Initialement, cette prime était calculée en fonction de la puissance installée et de la proportion d'effluents d'élevage dans les intrants.

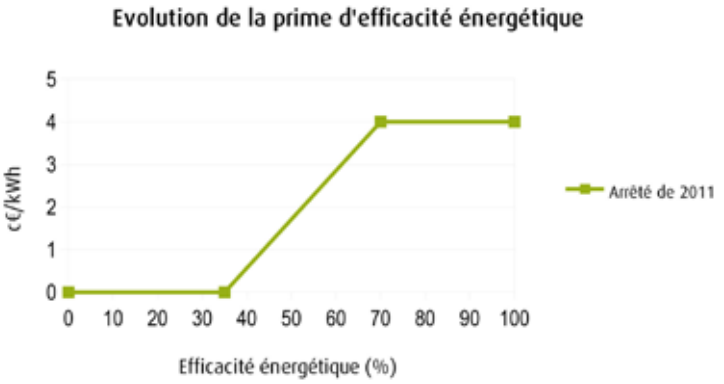
Avec l'arrêté de 2016, la dépendance de cette prime à la puissance installée a été retirée. Aujourd'hui, seule la proportion d'effluents par rapport au tonnage total d'intrants est pris en compte. De plus, cette prime a été revalorisée par rapport à 2011.



Prime d'efficacité énergétique

Cette prime dépendait de la quantité de biogaz valorisée par rapport à celle produite. Ainsi, dans un projet en cogénération, plus la chaleur produite était valorisée sur l'ensemble de l'année, plus le tarif de rachat était élevé. Cependant, cette prime a été supprimée de l'arrêté de 2016.

Aujourd'hui, l'aspect « valorisation de la chaleur » est toujours pris en compte dans l'attribution des subventions et reste malgré tout, un point clé de la rentabilité des projets de méthanisation pratiquant la cogénération.



Contractualisation

La contractualisation est passée de 15 à 20 ans, avec un plafond à 140 000 heures, soit 17 ou 18 ans pour une unité qui fonctionne environ 8 000 h/an.

ANNEXE 9 – Réglementation

Textes réglementaires sur la combustion du biogaz (source : Ademe)

Rubrique ICPE	Régime	Arrêté type
2910C : pour les installations de combustion de biogaz issu d'installations classées 2781-1 P > 0,1 MW	Autorisation	Pas d'arrêté type
	Enregistrement	Arrêté du 8 décembre 2011 NOR : DEVP1132167A
	Déclaration contrôlée	Arrêté du 8 décembre 2011 NOR : DEVP1132166A
2910B 2 a : pour les autres biogaz 0,1 MW < P < 20 MW	Enregistrement	Arrêté du 24 septembre 2013

Tableau des règlements de sécurité en vigueur pour le transport de biogaz (source : Ademe)

Biogaz épuré PMS[20] ≤ 16 bars Canalisation de distribution de gaz	Biogaz épuré PMS > 16 bars Canalisation de transport de gaz	Biogaz non épuré quelle que soit la PMS Canalisation de transport de produits chimiques
Arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations	Arrêté du 5 mars 2014 remplaçant l'arrêté du 4 août 2006, dit arrêté « multi-fluide » définissant les modalités d'application du chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement et portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures et de produits chimiques. Circulaire du 4 août 2006 relative au porter à connaissance à fournir dans le cadre de l'établissement des documents d'urbanisme en matière de canalisations de transport.	

20 PMS : Pression Maximale de Service

Cycle organique de Rankine

L'ORC (cycle organique de Rankine) consiste en l'évaporation d'un fluide frigorifique à basse température. Ce dernier entre sous pression dans une micro-turbine alimentant un générateur et est détendu afin de produire de l'électricité. Le fluide est ensuite condensé pour recommencer le cycle. L'ORC fonctionne avec un fluide organique dont la masse volumique est plus importante par rapport à la vapeur d'eau utilisée pour le cycle ordinaire. Bien qu'avec un rendement faible, de l'ordre de 5 à 8 %, l'électricité produite est à additionner à celle produite par le co-générateur augmentant ainsi le rendement électrique global.

L'ORC s'intègre sur le réseau de chaleur de la technologie de cogénération sur le circuit de refroidissement. La chaleur résiduelle issue de l'ORC est à une température d'environ 40 °C et peut être valorisée sur site. Le prix d'achat de l'électricité produite par le module ORC est équivalent au prix d'achat de l'électricité produite par le moteur de cogénération.

La tri-génération

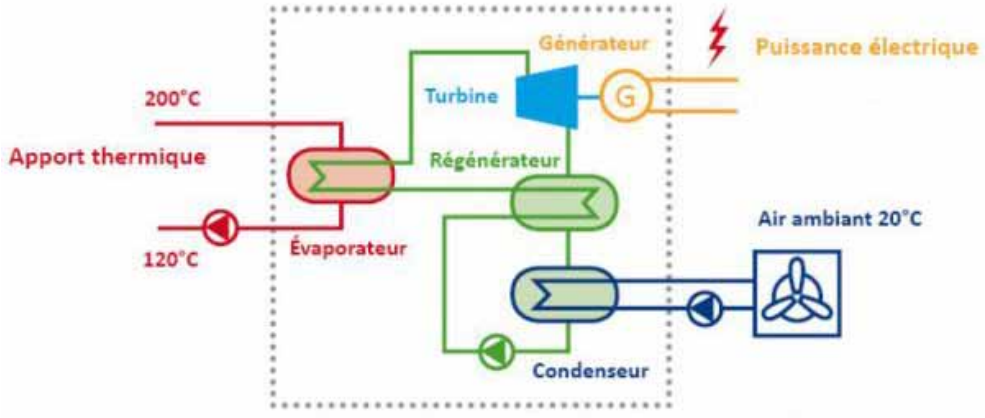
La trigénération permet la production simultanée de trois énergies : chaleur, électricité et froid. Deux grandes familles existent pour la production de froid : compression mécanique de vapeur et cycle thermochimique à absorption. Ce dernier procédé a l'avantage d'utiliser une source de chaleur « gratuite » afin de produire du froid. En ce qui concerne la performance de ce procédé, plus la température d'entrée sera chaude, plus la température à froid en sortie sera basse.

La production de froid permet par exemple dans certaines fermes de refroidir le lait, de stocker plus facilement certaines denrées produites (fruits et légumes) ou de climatiser les élevages lors des saisons chaudes.

Une cogénération est couplée à une machine frigorifique à absorption pour produire du froid (eau à 4 °C). Les rendements ne sont pas encore très performants et les coûts d'investissement et de fonctionnement restent élevés.

Cependant, plusieurs constructeurs s'intéressent à cette technologie ce qui devrait permettre d'élargir la gamme et de la rendre plus compétitive en termes de coût.

Illustration 1: Principe de trigénération (batiactu.com)



Bibliographie

Terre-net Média, Cécile Julien, 2017. [Article] La hausse des tarifs d'achat fera-t-elle redécoller le biogaz ?

ADEME, 2016. [Avis] Les avis de l'Ademe – Méthanisation.

ADEME, 2014. [Rapport de synthèse] ANALYSE DU RISQUE PORTE PAR LES PROJETS DE MÉTHANISATION ET PROPOSITIONS DE BONNES PRATIQUES PRÉVENTIVES.

ADEME, 2016. [Guide pratique] Chaleur issue de la méthanisation : de réelles opportunités – guide pratiques.

ADEME, 2015. [Fiche technique] Méthanisation.

AILE, EREP, ADEME, 2015.[Étude, rapport] Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et prospectives pour la filière française de méthanisation.

AMORCE, 2013. [Note technique] Indicateurs de suivi d'une installation de méthanisation de déchets ménagers.

Connaissances des énergies, 2015. [Fiche pédagogique] Méthanisation.

Energy Lab, Siapartners, 2015 [Étude, Rapport] L'Europe et ses défis sur la Transition Énergétique.

GNT Biogaz, ADEME, 2014. [Feuille de route] Une vision pour le biométhane en France pour 2030.

Chambre d'Agriculture Pays de La Loire – Antenne Loire Atlantique, Anne-Sophie Boileau, 2013. [Présentation-Diaporama présenté lors d'une journée d'informations] Méthanisation : éléments de réflexion.

AILE, Solagro, ADEME, TRAME, 2011. [Guide technique] La méthanisation à la ferme.

ADEME Bourgogne, 2011 [Brochure technique] La méthanisation. Comment se transforme la matière organique en énergie ?

Amorce, Inddigo, mai 2011 [Étude] Étude technico-économique – Optimisation des réseaux de chaleur.

ADEME, 2010. [Guide pratique] Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale – Synthèse.

ATEE, 2017. [Guide] Financer un projet de méthanisation – Guide de conseils.

ERNST&YOUNG, 2010. [Étude, rapport]. Étude de marché de la méthanisation et de la valorisation des biogaz.

Glossaire

AAMF	Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AMF	Association des Maires de France
ANRU	Agence Nationale pour la Rénovation Urbaine
ATEE	Association Technique Énergie Environnement
ATEX	ATmosphères Explosives
AURA	AUvergne Rhone Alpes
BioGNV	Bio Gaz Naturel pour Véhicules
CIVE	Culture Intermédiaire à Valorisation Énergétique
CVO	Contribution Volontaire Obligatoire
DDCSPP	Direction Départementale de la Cohésion Sociale et de la Protection des Populations
DDT	Direction Départementale des Territoires
DMA	Déchets Ménagers et Assimilés
DREAL	Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
ECS	eau chaude sanitaire
EDF	Électricité De France
EnR&R	Energie Renouvelable et de Récupération
EPCI	Établissement Public de Coopération Intercommunale
GAEC	Groupement Agricole d'Exploitation en Commun
GES	Gaz à Effets de Serre
GRDF	Gaz Réseaux Distribution France
IAA	Industrie Agro-Alimentaire
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
INRA	Institut National de la Recherche Agronomique
ISDND	Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux
TEP	Tonne Équivalent Pétrole
loi NOTRe	Nouvelle Organisation Territoriale de la République
LTECV	Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte
MO	matière organique
MW	Mega Watt
PCAET	Plan Climat Air-Énergie Territorial
PCET	Plan Climat Energie Territorial
PCI	Pouvoir Calorique Inférieur
Plan EMAA	Plan Energie Méthanisation Autonomie Azote
PLU	Plan Local Urbanisme
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
RDC	Réseau De Chaleur
SARL	Société A Responsabilité Limitée
SINOE	Système d'INformation et d'Observation de l'Environnement
SNCU	Syndicat National de Chauffage Urbain et de la Climatisation Urbaine
SRADDET	Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires
SRCAE	Schéma Régional Climat Air Energie
STEP	Station Epuration des eaux usées
TCAM	taux de croissance annuel moyen
UREBA (subvention)	Rénovation Énergétique des Bâtiments
UVE	Unité de Valorisation Energétique

Cerema Ouest

MAN – 9 rue René Viviani – BP 46223 – 44262 Nantes cedex 2

Tel : 02 40 12 83 01 – Fax : 02 40 12 84 44 – mel : DTerOuest@cerema.fr

www.cerema.fr