



Méthanisation en Bourgogne

Analyse économique des installations agricoles de Bourgogne sur 2014



Analyse économique des installations de méthanisation agricoles de Bourgogne sur 2014

ADEME Bourgogne, août 2015

SOMMAIRE

1. Éléments de cadrage	3
2. Les montants d'investissement.....	4
3. Les recettes	7
4. Le temps de travail.....	8
5. Les charges et coûts de fonctionnement	11
6. Approche économique globale	13

Analyse réalisée par l'ADEME Bourgogne avec la participation et la coopération des exploitants des installations de méthanisation de la région

Le développement de la méthanisation en Bourgogne dans le Programme Energie Climat Bourgogne (PECB)

Ces dernières années, la technique de méthanisation a connu un regain d'intérêt du fait de ces nombreux avantages environnementaux. Afin d'accompagner et développer cette filière sur la région Bourgogne, la **Direction régionale de l'ADEME** et le **Conseil régional de Bourgogne** ont développé un plan d'accompagnement spécifique depuis 2008 dans le cadre du **Programme Energie Climat Bourgogne (PECB)**.

Ce programme a permis la mise en place d'un réseau d'accompagnement en partenariat avec les chambres d'agriculture, de financer et développer des installations sur la région. De nombreuses actions ont été menées dans le but de mieux connaître les besoins du territoire et d'assurer un suivi des installations en fonctionnement afin de bénéficier d'un maximum de retours d'expériences pour assurer un développement pérenne de la filière.

1. Eléments de cadrage

L'analyse économique est basée sur les sept installations de méthanisation agricole de Bourgogne en fonctionnement sur l'ensemble de l'année 2014. Les données utilisées pour cette étude ont été fournies par les exploitants des installations et compilées par l'ADEME Bourgogne. Le tableau suivant donne les principales caractéristiques de ces installations.

Installation	A	B	C	D	E	F	G
Date injection électricité	janv-12	juin-12	sept-12	dec-12	juin-13	fév-14	janv-14
Technique	liquide	liquide	liquide	liquide	discontinu silo	liquide	liquide
Volume total de digestion	390	4 400	1 900	1 526	1 152	2 400	2 014
Volume total de stockage (y compris digestion)	1 570	3 400	2 280	2 490	674	3 200	3400
Tonnage entrant en 2014	2 320	13 333	3 516	6 822	4 050	10 431	7 472
Puissance électrique	30	500	250	190	65	250	255

Le faible nombre d'installations et le peu d'années de fonctionnement rendent l'exploitation des données économiques fragile. L'analyse aura donc pour but, avant tout, de partager des chiffres réels mais sans tirer de conclusion ou de généralisation prématurée.

2. Les montants d'investissement

L'investissement moyen des 7 installations se monte à 1 741 000 €. En comparaison avec le coût prévisionnel estimé lors des avant-projets, le montant réel est en moyenne supérieur de 8%.

Montant d'investissement moyen des 7 installations

	moyenne	min	max
Investissement total	1 741 000	504 086	2 987 600
Investissement prévu dans l'avant-projet	1 617 537	-	-
Différence par rapport à l'avant-projet	+ 8,1%	-0,4%	+ 25,5%

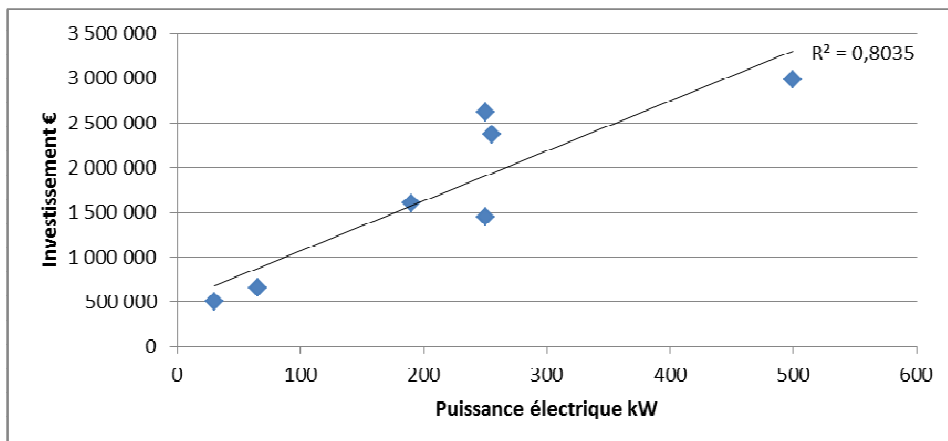
Afin de pouvoir comparer au mieux les investissements, il est nécessaire de rapporter les montants aux caractéristiques des installations. Le tableau suivant montre ces données en fonction de la puissance électrique installée, du tonnage entrant en 2014 et du volume de fosses construites (digesteurs et fosses de stockage).

Ratios d'investissement moyens des 7 installations

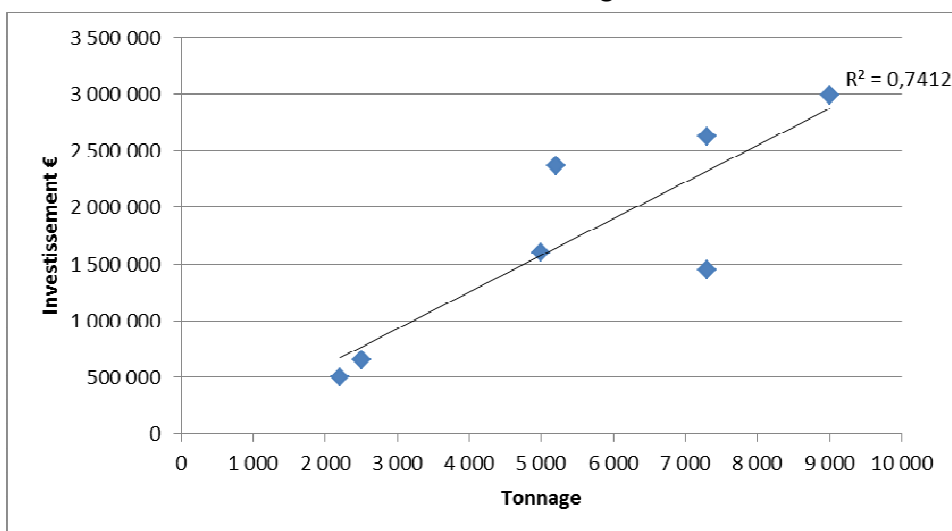
	moyenne	min	max
Investissement / puissance électrique en € / kWél	9 550	5 793	16 803
Investissement / tonnage entrant en € / tonne	308	198	359
Investissement / volume de fosses en € / m ³	379	257	468

Les graphiques suivants situent l'investissement des différentes installations selon les mêmes critères. Les graphiques montrent la meilleure corrélation lorsque l'investissement est rapporté au volume de fosse construite. Cependant, vu le nombre limité d'installation, il semble difficile de tirer des conclusions sur ces données.

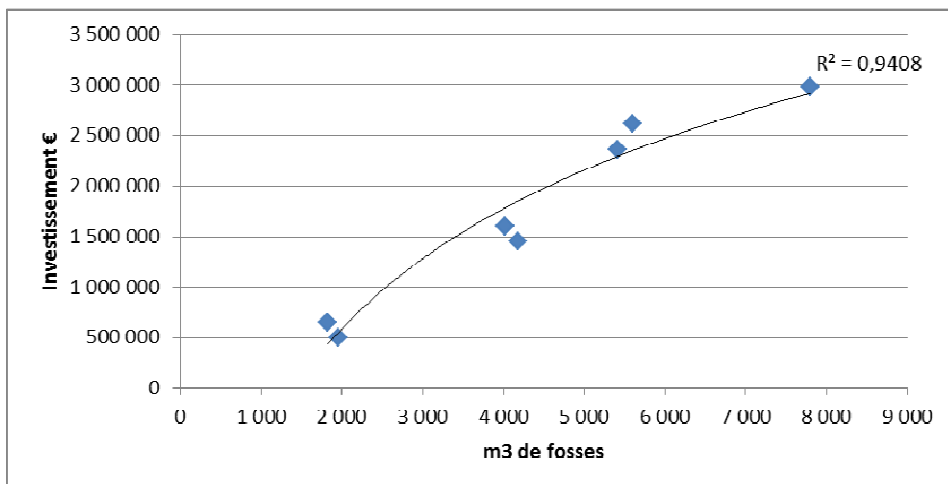
Investissement selon la puissance électrique installée



Investissement selon le tonnage entrant

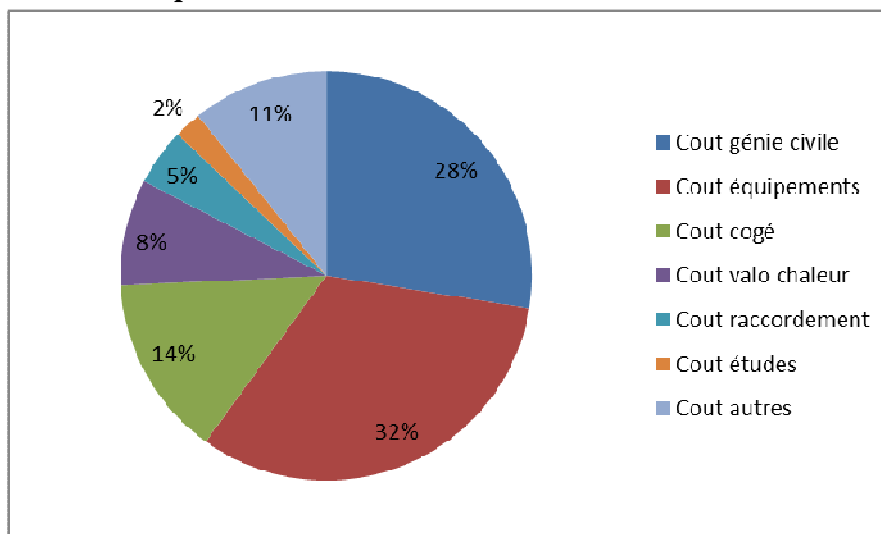


Investissement selon le volume de fosse (digesteurs et fosses de stockage)



Le graphique suivant montre la répartition de l'investissement des sept installations. Le génie civil, les équipements et le moteur de cogénération représentent 75 % du montant total.

Répartition des investissements des 7 installations



Génie civil : terrassement, fosses, enrobé, aménagement du site...

Équipements : agitateur, pompe, incorporateur, séparateur de phase, torchère, câbles, canalisations, électricité...

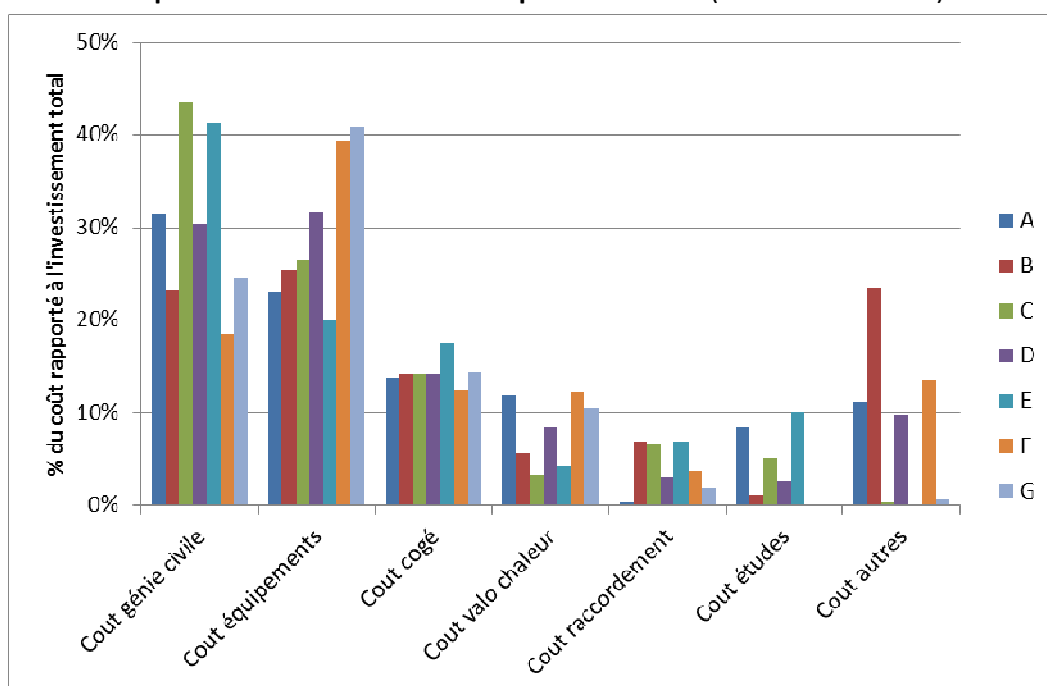
Valo chaleur : réseau de chaleur, séchoir...

Études : maîtrise d'œuvre, étude ICPE, APAVE...

Autres : bâtiment de stockage, silo, matériels d'épandage, pont bascule...

Cependant, le graphique suivant qui détaille cette répartition par installation montre que les moyennes ne sont pas forcément pertinentes à regarder. En effet, en dehors du moteur de cogénération qui, pour chaque installation, représente environ 15% de l'investissement global, les autres secteurs sont très différents en fonction des installations.

Répartition des investissements par installation (en % du coût total)



Malgré le nombre restreint d'installations, ces différences montrent bien que le montant d'investissement des installations de méthanisation est difficile à prévoir car très spécifique à chaque cas. Les facteurs qui font varier les investissements et leur répartition dans ces cas-là sont :

- besoin en terrassement, nombre et taille des fosses, mise en place d'un enrobé ;
- niveau d'équipement des installations notamment en incorporeur, agitateur... ;
- la longueur du réseau de chaleur et l'investissement dans du matériel spécifique pour utiliser la chaleur (séchoir) ;
- le coût du raccordement électrique qui varie en fonction de la puissance à raccorder et des installations existantes (transformateur) ;
- des autres investissements annexes nécessaires au bon fonctionnement des installations (pont bascule, bâtiment de stockage, silo...).

3. Les recettes

Les recettes des installations (qui valorisent toutes le biogaz en cogénération) sont de trois types : la vente d'électricité, l'économie ou la vente de chaleur, des redevances pour le traitement de déchets. Les économies liées à l'épandage du digestat n'ont pas pu être clairement identifiées ou calculées, elles n'ont pas été reprises dans les calculs.

Le tableau suivant montre les recettes moyennes des 7 installations.

Recettes moyennes des 7 installations

	Moyenne
Recettes totales	252 729
dont vente électricité	233 718
dont vente de chaleur	6 414
dont redevances déchets	12 596

La recette de vente d'électricité représente 92% des recettes totales. Seules deux installations arrivent à avoir des redevances de traitement suffisantes pour avoir un impact sur le bilan de l'installation. La vente ou l'économie de chaleur, même quand elle est optimale, reste une recette limitée. Cependant, pour les installations qui valorisent au maximum la chaleur, la prime V du tarif d'achat de l'électricité représente environ 20% de la recette électrique et donc reste primordial pour l'équilibre économique des installations.



4. Le temps de travail

L'analyse du temps de travail est compliquée car celui-ci a été estimé par chaque exploitant sans un comptage ni une méthodologie précise pour chacun. Si certains postes peuvent être calculés facilement et assez précisément, d'autres sont plus aléatoires et dépendent de la perception ou de la mémoire des exploitants. Les chiffres sont donc à prendre avec précaution, les ordres de grandeur sont importants à retenir.

Sur une installation qui a connu de nombreux problèmes à la fois techniques et organisationnels sur 2014, le temps de travail a été très important. Cette situation ne reflétant pas le fonctionnement normal, l'installation a été retirée des chiffres suivants afin de ne pas fausser les moyennes.

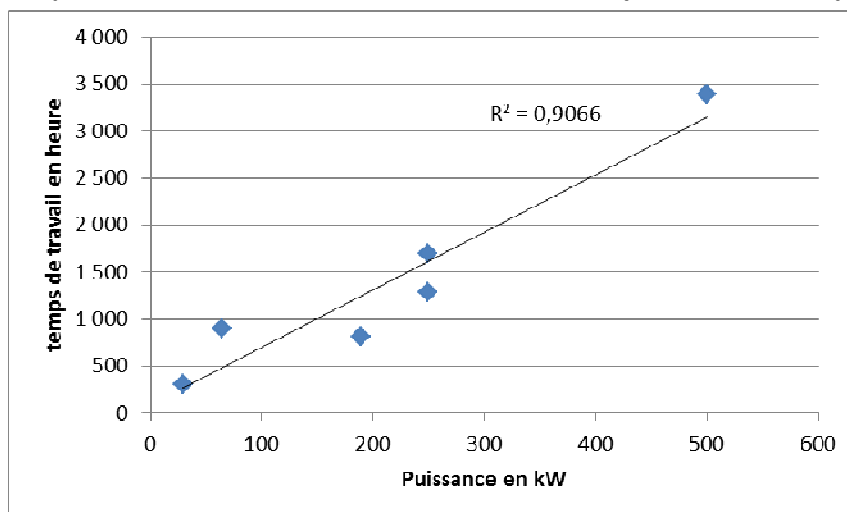
Le tableau suivant montre le temps de travail estimé en moyenne sur les 6 installations et les ratios en fonction de la puissance électrique installée et du tonnage d'intrant.

Temps de travail moyen des 6 installations sur l'année (en heures)

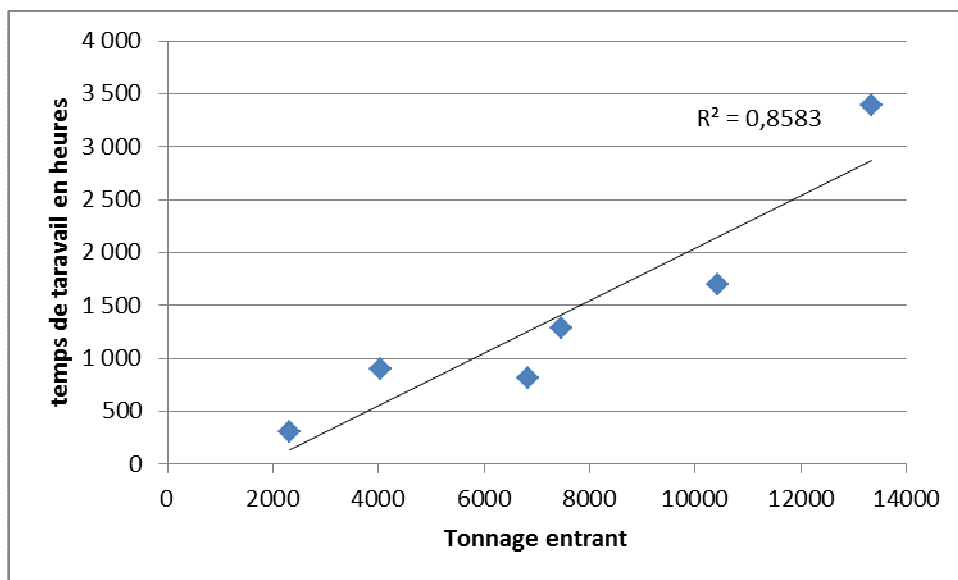
	Moyenne	min	max
Total heures de travail	1 396	306	3 386
Equivalent ETP	0,8	0,18	1,94
Ration heures de travail / kW	7,8	4,25	13,85
Ration minutes de travail / tonnage entrant	15,2	8,3	22,6

Les deux graphiques suivants montrent une certaine corrélation dans le temps de travail des installations, que ce soit par rapport à la puissance électrique installée, ou le tonnage entrant. Le faible échantillon oblige cependant à relativiser cette corrélation qui doit être complétée avec d'autres données.

Temps de travail des installations en fonction de la puissance électrique

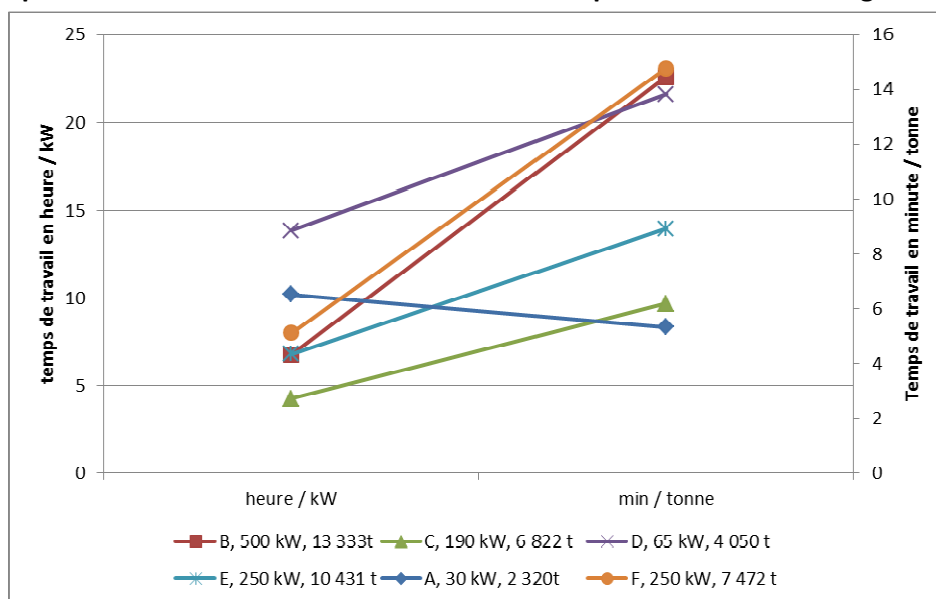


Temps de travail des installations en fonction du tonnage entrant

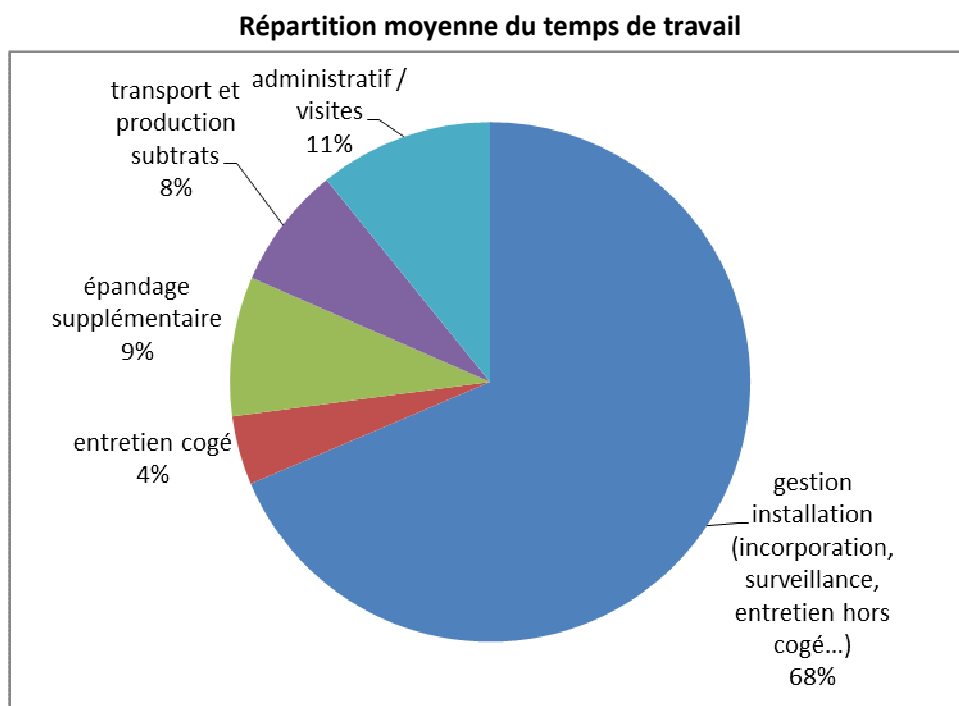


Le graphique suivant montre que, selon les installations, des différences apparaissent sur le temps de travail selon que l'on raisonne en fonction de la puissance ou du tonnage.

Temps de travail des installations en fonction de la puissance et du tonnage entrant



Le schéma suivant montre l'estimation faite par les exploitants de la répartition du temps de travail.



La majorité du travail concerne la gestion journalière de l'installation (remplissage, surveillance, petits entretiens...). L'entretien de la cogénération reste minime pour l'exploitant, la plupart des installations ont des contrats de maintenance par des prestataires.

Le temps de travail supplémentaire lié à l'épandage du digestat est très variable selon les cas. Les installations qui devaient déjà gérer des effluents liquides ou qui compostaient le fumier montrent très peu de différence en temps de travail avec la méthanisation. A l'inverse, les exploitations qui géraient uniquement du fumier en épandage direct ont un temps de travail bien supérieur avec le digestat. Ce temps supplémentaire est également lié à la proximité des surfaces d'épandage par rapport à l'installation de méthanisation.

5. Les charges et coûts de fonctionnement

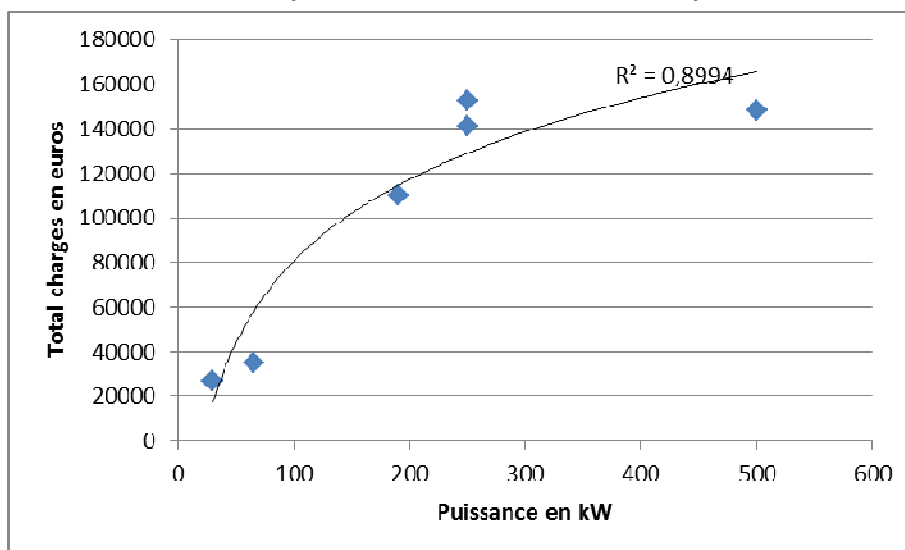
Le tableau suivant montre le coût de fonctionnement des 7 installations en moyenne et rapporté à l'électricité produite et aux tonnes entrantes. A noter que le bilan des charges a été fait avec les exploitants mais sans l'appui d'expert financier qui aurait certifié la prise en compte de l'ensemble des charges. De même, les provisions pour du remplacement et du renouvellement de matériels n'ont pas été prises en compte.

Coût de fonctionnement moyen des 7 installations

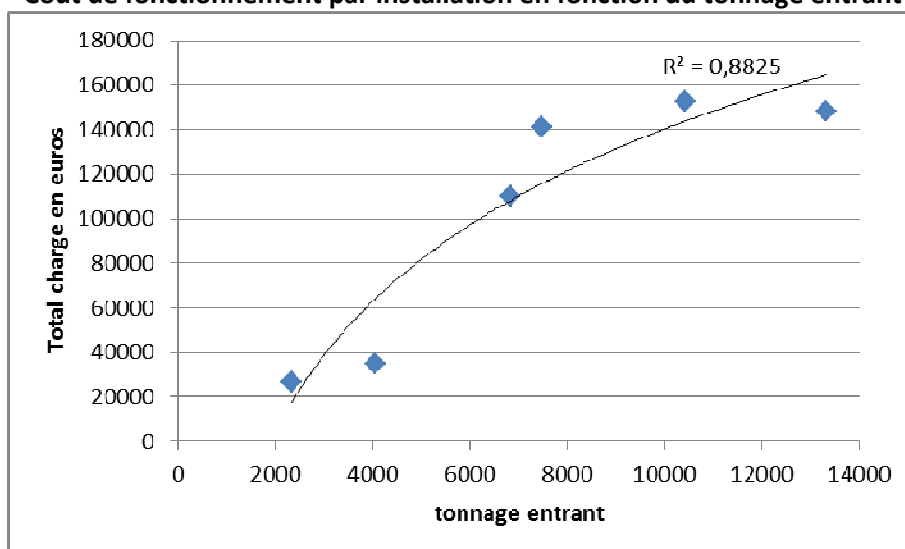
	Moyenne	min	max
Total charges	143 154 €	26 641 €	388 485 €
Charges en euros / MWh élec	105	57	235
Charges en euros / tonnes	27	9	110

Les graphiques suivants montrent les corrélations entre les charges et la puissance électrique d'une part et le tonnage entrant d'autre part. Pour ces graphiques a été exclue l'installation qui a eu des problèmes de fonctionnement et dont les charges ne sont pas représentatives.

Coût de fonctionnement par installation en fonction de la puissance électrique

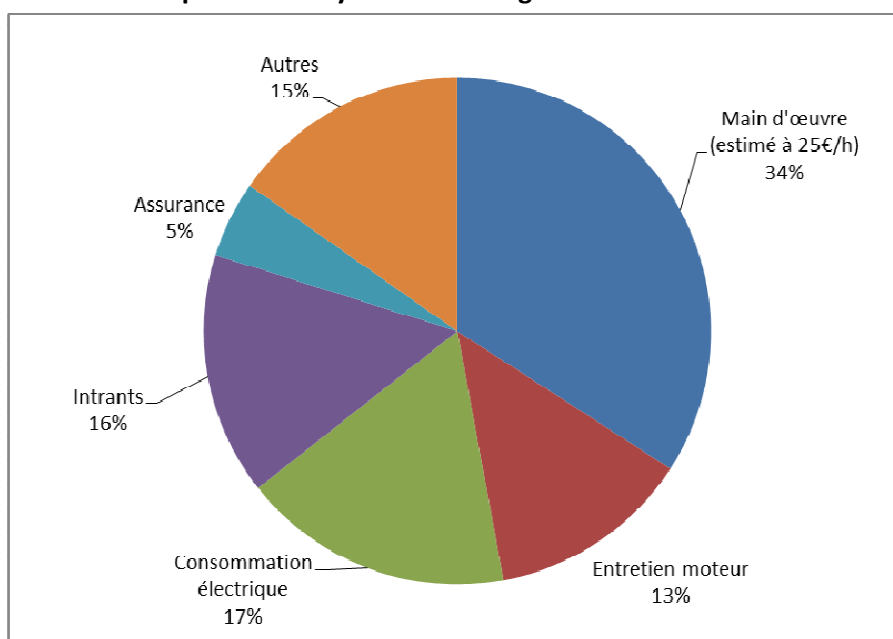


Coût de fonctionnement par installation en fonction du tonnage entrant



Enfin, le graphique suivant montre la répartition des charges pour les 6 installations.

Répartition moyenne des charges des installations



Autres : consommables, fioul, réparation, suivi, Turpe, CFE

Le temps de travail de l'exploitant a été considéré comme une charge en prenant un coût horaire de 25 €. En prenant cette hypothèse, ce coût représente environ 35% des charges des installations. La consommation électrique est le deuxième poste, les installations en voie liquide mais avec une majorité de substrats secs ont des consommations d'électricité importantes et cela risque d'être une charge de plus en plus importante à l'avenir. Le coût lié aux intrants est constitué à la fois des achats de matières mais également des coûts de production pour des matières telles que les cultures intermédiaires ou les menues pailles.

6. Approche économique globale

Il semble délicat de définir des bilans économiques précis en prenant en compte les différents chiffres présentés. Il faudrait réaliser pour chaque installation le même bilan et le certifier par un expert financier. De même, certaines installations ont une forme juridique propre alors que d'autres sont sous un régime agricole (GAEC ou SCEA), l'impact sur la fiscalité notamment serait à étudier précisément pour avoir un bilan complet. En prenant en compte ces éléments, il est néanmoins possible de dégager quelques indicateurs sur le bilan financier des installations pour 2014.

Concernant l'emprunt pour l'investissement, pour les 7 installations, différents prêts ont été réalisés. Sans compter les court terme, les prêts ont été faits en moyenne sur 11,2 ans avec un taux moyen de 3,53%. La moyenne des annuités des 7 installations est de 140 000 € par an pour le remboursement des emprunts.

Pour l'approche économique, l'installation qui a subi des problèmes lors de cette année a un bilan fortement négatif et a donc été exclue des chiffres suivants. Cependant, elle ne doit pas être oubliée car elle représente une catégorie d'installation qui connaît des débuts difficiles et qui doit se rattraper lors des prochains exercices pour assurer la survie de l'installation.

L'excédent brut d'exploitation EBE (recettes – charges) des installations est en moyenne de 156 600 € sur les 6 installations.

Pour 4 installations, le résultat net (EBE – annuités) est négatif (en moyenne de moins 17 000 €) et pour 2 installations il est positif (en moyenne 66 000 €).

En regardant le taux de recouvrement de la dette (EBE / annuités), indicateur souvent utilisé pour juger de la faisabilité économique des projets, il est inférieur à 100% pour 4 installations (en moyenne 90%) et supérieur à 130% pour les deux autres.

Le taux de rentabilité interne (TRI), qui ne tient pas compte des annuités, est en moyenne de 12% (variant de 10 à 15%).

Cette première analyse montre que la rentabilité des installations de Bourgogne est fragile pour l'année 2014. Elle montre que des installations ont des difficultés financières pendant les premières années de démarrage alors que d'autres arrivent à trouver une rentabilité rapidement. Entre les deux, la majorité des installations connaissent une rentabilité acceptable mais qui serait rapidement mis en danger en cas de dysfonctionnement prolongé de l'installation (problème biologique, d'intrants...).

Quelques pistes peuvent être proposées pour expliquer certains résultats moins bons que prévus :

- Un besoin en substrat plus important que prévu pour atteindre la puissance maximale, ce qui peut s'expliquer par des potentiels méthanogènes trop optimistes dans l'étude de projet ou encore par un fonctionnement biologique non optimal de l'installation ;
- Un temps de travail important lors des premières années de fonctionnement ce qui a un impact fort lorsque cela est compris dans les charges comme dans cette étude ;
- Des technologies en voie liquide basées sur des substrats solides et secs en majorité, ce qui engendre des coûts de fonctionnement, de main d'œuvre, de réparation et d'usure importants ;
- Des soucis techniques pour certaines installations diminuant la production d'électricité donc les recettes et induisant des charges plus importantes.

Un suivi dans le temps est essentiel afin d'affiner cette première approche économique. A l'avenir, les exploitants devraient mieux maîtriser leurs installations donc stabiliser le fonctionnement, cependant l'usure va nécessiter de remplacer du matériel et donc des charges supplémentaires. Ces éléments sont donc à suivre dans le temps et sur un plus grand nombre d'installation afin d'avoir une vision juste de la rentabilité des installations de méthanisation.



Pour plus d'informations

■ ADEME Bourgogne

1C bd de Champagne 21 000 DIJON
Tél : 03 80 76 89 76
Fax : 03 80 76 89 70

Contact :

Bertrand AUCORDONNIER – bertrand.aucordonnier@ademe.fr – 03 80 76 89 76

Pour retrouver nos documents régionaux sur la méthanisation :

www.bourgogne.ademe.fr/methanisation

Pour retrouver toutes les publications de l'ADEME : www.ademe.fr

■ Conseil régional de Bourgogne

Marie Pierre SIRUGUE
Tél : 03 80 44 33 00
Mail : mpsirugue@cr-bourgogne.fr
www.region-bourgogne.fr

- **Le réseau des Relais agri énergie** peut également renseigner les agriculteurs dans leur projet de méthanisation et sur les économies d'énergie dans les exploitations :

Côte d'Or : Chambre d'agriculture de Côte-d'Or
Sylvie LEMAIRE
Tél. : 03 80 28 81 38
Courriel : sylvie.lemaire@cotedor.chambagri.fr

Nièvre : Chambre d'agriculture de la Nièvre
Etienne BOURGY
Tél. : 03.86.93.40.18
Courriel : etienne.bourgy@nievre.chambagri.fr

Saône-et-Loire : Chambre d'agriculture de la Saône-et-Loire
Thomas GONTIER
Tél. : 03 85 29 56 20
Courriel : thomas.gontier@sl.chambagri.fr

Yonne : Chambre d'agriculture de l'Yonne
Vincent GALLOIS
Tél. : 03 86 94 26 34
Courriel : v.gallois@yonne.chambagri.fr