

EXPERTISE DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE MÉTHANISATION RURALE

Rapport final

Février 2010

Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREAH,
PERI G

Coordination technique :

Guillaume BASTIDE – Service Prévention et Gestion Optimisée des Déchets – Direction
Consommation Durable et Déchets – ADEME Angers

Marc GILLMANN/Vincent SZLEPER – Bureau de la Biomasse – Direction Générale des
politiques agricole, agroalimentaire et des territoires – Ministère de l'Agriculture et de la
Pêche

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

L'ADEME en bref

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer et du ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Elle participe à la mise en oeuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en oeuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

<http://www.ademe.fr>

Sommaire

RESUME

INTRODUCTION

1	COLLECTE DES DONNEES DE TERRAIN	11
1.1	METHODOLOGIE.....	11
1.1.1	<i>Recueil des données.....</i>	<i>11</i>
1.1.2	<i>Réalisation de la grille d'enquêtes.....</i>	<i>11</i>
1.1.3	<i>Constitution d'une base de données.....</i>	<i>12</i>
1.2	CARACTERISTIQUES DE L'ECHANTILLON.....	12
1.2.1	<i>Taille des sites.....</i>	<i>12</i>
1.2.2	<i>Répartition géographique.....</i>	<i>16</i>
1.2.3	<i>Constructeurs.....</i>	<i>17</i>
1.2.4	<i>Valorisation de l'énergie.....</i>	<i>17</i>
1.2.5	<i>Valorisation du digestat.....</i>	<i>18</i>
1.3	LES CAUSES D'ABANDON	18
2	ANALYSE DES INVESTISSEMENTS.....	19
2.1	INVESTISSEMENTS TOTAUX	19
2.2	DECOMPOSITION EN UNITES FONCTIONNELLES.....	21
2.3	DETAIL PAR CATEGORIES.....	22
2.3.2	<i>Modèle Investissement</i>	<i>27</i>
2.4	DISCUSSION SUR L'EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS.....	28
2.4.1	<i>Conséquences de l'application de la réglementation ICPE : rubrique 2781.....</i>	<i>28</i>
2.4.2	<i>Comparaison avec les données allemandes.....</i>	<i>29</i>
2.4.3	<i>Evolution des investissements</i>	<i>30</i>
3	ANALYSE DES PRODUITS ET CHARGES	31
3.1	ANALYSE DES PRODUITS.....	31
3.2	ANALYSE DES CHARGES	32
3.2.1	<i>Répartition des charges.....</i>	<i>32</i>
3.2.2	<i>Détail de quelques postes et ratios spécifiques retenus</i>	<i>33</i>
4	ANALYSE DE LA RENTABILITE	37
4.1	METHODOLOGIE.....	37
4.1.1	<i>Méthode TEC.....</i>	<i>37</i>
4.1.2	<i>Hypothèses retenues.....</i>	<i>38</i>
4.1.3	<i>Objectif de rentabilité</i>	<i>38</i>
4.2	RENTABILITE HORS SUBVENTION	38
4.2.1	<i>Analyse brute des taux de rentabilité</i>	<i>38</i>
4.2.2	<i>Analyse en composante principale – Incidence des différents paramètres</i>	<i>39</i>
4.3	RENTABILITE AVEC SUBVENTION.....	43
4.3.1	<i>Influence des subventions.....</i>	<i>43</i>
4.3.2	<i>Notion de surcompensation.....</i>	<i>43</i>
5	COUT DE PRODUCTION ET TARIF DE VENTE DE L'ELECTRICITE, DE LA CHALEUR ET DU GAZ 44	

5.1	METHODOLOGIE.....	44
5.2	GENERATION DU BIOGAZ BRUT	45
5.3	CONVERSION EN ELECTRICITE.....	46
5.4	CONVERSION EN CHALEUR.....	47
5.5	CONVERSION EN BIOMETHANE	48
5.6	TARIF DE VENTE POUR CHAQUE FILIERE	50
5.6.1	<i>Filière Electricité.....</i>	50
5.6.2	<i>Filière Chaleur</i>	52
5.6.3	<i>Filière Biométhane.....</i>	54
6	SYNTHESE DES MECANISMES APPLIQUES EN SUISSE, BELGIQUE ET ALLEMAGNE	57
6.1	TYPES DE MECANISMES	57
6.2	ELECTRICITE : RETOURS D'EXPERIENCES POSITIFS A RETENIR.....	57
6.2.1	<i>Tarif d'achat garanti.....</i>	57
6.2.2	<i>Tarif de base et système de primes.....</i>	58
6.3	CHALEUR : RETOURS D'EXPERIENCES POSITIFS A RETENIR	58
6.4	BIOMETHANE : RETOURS D'EXPERIENCES POSITIFS A RETENIR	59
7	PROPOSITIONS D'AMELIORATION DE LA RENTABILITE	60
7.1	FILIERE ELECTRICITE	63
7.1.1	<i>Actualisation des tarifs d'achat de l'électricité.....</i>	63
7.1.2	<i>Subventions.....</i>	68
7.1.3	<i>Comparaison des mécanismes Tarifs d'achat / Subventions</i>	68
7.2	FILIERE CHALEUR	69
7.2.1	<i>Subventions.....</i>	69
7.2.2	<i>Comparaison mécanismes subvention/Tarif.....</i>	71
7.3	FILIERE BIOMETHANE	72
7.3.1	<i>Application des tarifs d'achat proposés dans le cadre du groupe de travail à la DGEC en 2009....</i>	72
7.3.2	<i>Comparaison mécanismes Subventions/Tarifs</i>	74
7.4	SYNTHESE DES MECANISMES POUR LES TROIS FILIERES	75
7.4.1	<i>Filière Electricité et Chaleur</i>	75
7.4.2	<i>Filière biométhane</i>	76
7.5	AUTRES SOLUTIONS	77
7.5.1	<i>Prêt à taux bonifiés.....</i>	77
7.5.2	<i>Dispositif des projets domestiques</i>	77
8	CONCLUSION	79
9	ANNEXE 1 : ÉTAT DES LIEUX DE LA FILIERE BIOGAZ ET DU SYSTEME DE SOUTIEN EN ALLEMAGNE.....	80
9.1	LOI SUR LA PRIORITE AUX ENERGIES RENOUVELABLES (EEG).....	80
9.2	DEVELOPPEMENT DU NOMBRE D'INSTALLATIONS DE BIOGAZ	83
9.3	APPORTS DE MATIERES ORGANIQUES, SUBSTRATS.....	84
9.4	TECHNOLOGIES.....	85
9.4.1	<i>La production d'électricité</i>	85
9.4.2	<i>Purification du biogaz</i>	86
9.5	ANALYSE DES COUTS DES INSTALLATIONS BIOGAZ.....	88
9.6	COUTS DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	91

9.7	LES ASPECTS ECOLOGIQUES	91
9.8	CONCLUSIONS DE L'ANALYSE DU MARCHÉ ALLEMAND	95
9.9	REFERENCES	95
10	ANNEXE 2 : ÉTAT DES LIEUX DE LA FILIERE BIOGAZ ET DU SYSTEME DE SOUTIEN EN SUISSE.....	96
10.1	ÉTAT DE LA FILIERE AGRICOLE	96
10.2	CONTEXTE POLITIQUE ET REGLEMENTAIRE	98
10.3	TARIFS DE RACHAT DE L'ELECTRICITE	98
10.3.1	<i>Coûts de production</i>	98
10.3.2	<i>Législation</i>	99
10.3.3	<i>Financement de la RPC</i>	99
10.4	FILIERE DE LA VALORISATION DU BIOGAZ EN BIOMETHANE	99
10.4.1	<i>Tarifs de rachat du biométhane et politique de soutien</i>	99
10.4.2	<i>Développement</i>	100
11	ANNEXE 3 : ÉTAT DES LIEUX DE LA FILIERE BIOGAZ ET DU SYSTEME DE SOUTIEN EN BELGIQUE	101
11.1	LES SYSTEMES D'AIDE A LA PRODUCTION ENERGETIQUE	101
11.1.1	<i>Le système de production d'électricité verte en Région wallonne</i>	101
11.1.2	<i>Le système d'aide à la production énergétique en Région flamande</i>	104
11.2	ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS DE BIOMETHANISATION EN BELGIQUE	108
11.2.1	<i>Etat des lieux en Région wallonne</i>	108
11.2.2	<i>Etat des lieux en Région flamande</i>	109
12	ANNEXE 4 : ANALYSE DU DISPOSITIF DES PROJETS DOMESTIQUES EN FRANCE	110
12.1	INTRODUCTION ET ELEMENTS DE CONTEXTE	110
12.2	PRESENTATION DU DISPOSITIF DES PROJETS DOMESTIQUES	111
12.3	ANALYSE QUALITATIVE DES RETOURS D'EXPERIENCE	112
12.3.1	<i>Constat : retours d'expérience du dispositif des projets domestiques</i>	112
12.3.2	<i>Quelques leçons</i>	113
12.4	ÉVOLUTIONS A VENIR	115
12.5	SOURCES	115
13	ANNEXE 5 : QUESTIONNAIRES D'ENQUETES	117
13.1	PROJETS ABANDONNES	117
13.2	PROJETS NON ABANDONNES	4

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1 : Caractéristiques des dossiers valorisant le biogaz par cogénération</i>	<i>17</i>
<i>Tableau 2 : Caractéristiques des projets abandonnés</i>	<i>18</i>
<i>Tableau 3 : Eléments nécessaires selon les 2 solutions envisagées pour le dispositif de rétention.....</i>	<i>29</i>
<i>Tableau 4 : Répartition des recettes.....</i>	<i>31</i>
<i>Tableau 5 : Répartition des charges d'exploitation.....</i>	<i>32</i>
<i>Tableau 6 : Répartition du type de valorisation du digestat</i>	<i>33</i>
<i>Tableau 7 : Ratios spécifiques moyens pour différents postes d'exploitation</i>	<i>34</i>
<i>Tableau 8 : Indicateurs de rentabilité</i>	<i>38</i>
<i>Tableau 9 : Grille tarifaire proposé pour l'achat de l'électricité produite à partir de biogaz.....</i>	<i>65</i>
<i>Tableau 10 : Filière Electricité - Subventions nécessaires pour tous les projets soient viables.....</i>	<i>68</i>
<i>Tableau 11 : Filière Electricité - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour l'électricité produite à partir de biogaz par rapport au tarif du marché de l'électricité</i>	<i>68</i>
<i>Tableau 12 : Filière Chaleur - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour la chaleur produite à partir de biogaz par rapport au tarif du marché de la chaleur.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau 13 : Grille tarifaire pour l'achat du biométhane produit à partir de biogaz (source : rapport final DGE 2009)</i>	<i>72</i>
<i>Tableau 14 : Filière Biométhane - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour le biométhane produit à partir de biogaz par rapport au tarif du marché du gaz naturel.....</i>	<i>74</i>
<i>Tableau 15 : Nombre de projets viables, TEC moyen pour les tarifs proposés dans chaque filière.....</i>	<i>75</i>
<i>Tableau 16 : Détail des résultats de l'application des tarifs proposés pour chaque filière et par taille de projets</i>	<i>75</i>
<i>Tableau 17 : Définition des tailles de projets</i>	<i>75</i>
<i>Tableau 18 : Tarifs d'achat biogaz – Source EEG 2009</i>	<i>80</i>
<i>Tableau 19 : Production d'énergie primaire de biogaz en Allemagne en 2007 (Source : Eurobserv'ER</i>	<i>83</i>
<i>Tableau 20 : Ordre de grandeurs de coûts d'investissement pour deux installations types de 100 et 500 kWél.....</i>	<i>88</i>
<i>Tableau 21 : Statistique suisse de la production de biogaz - 2008.....</i>	<i>97</i>
<i>Tableau 22 : Prix de revient de la production d'électricité à partir du biogaz.....</i>	<i>98</i>
<i>Tableau 23 : Tarifs d'achat de l'électricité à partir du biogaz en Suisse</i>	<i>99</i>
<i>Tableau 24 : Statistique suisse de la production de biométhane - 2008</i>	<i>100</i>
<i>Tableau 25 : Etat des lieux du biogaz en région wallonne</i>	<i>108</i>
<i>Tableau 26 : Installations de méthanisation à la ferme en région wallonne</i>	<i>108</i>
<i>Tableau 27 : Etat des lieux du biogaz en région flamande</i>	<i>109</i>

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Répartition des tonnages de l'échantillon	12
Figure 2 : Répartition de la puissance électrique de l'échantillon	13
Figure 3 : Répartition de la proportion (tonnage) de substrats d'origine agricole dans la ration entrante totale	14
Figure 4 : Répartition de la proportion (tonnage) de déjections animales dans la ration totale entrante	14
Figure 5 : Répartition de la proportion (tonnage) de cultures énergétiques dans les intrants d'origine agricole.....	15
Figure 6 : Répartition régionale de l'échantillon.....	16
Figure 7 : Constructeurs retenus de l'échantillon.....	17
Figure 8 : Répartition des projets en fonction de leurs investissements	19
Figure 9 : Analyse de l'investissement total en euros	20
Figure 10 : Analyse de l'investissement total en €/kWe	20
Figure 11 : Analyse des investissements de la catégorie A.....	22
Figure 12 : Analyse des investissements de la catégorie B.....	23
Figure 13 : Analyse des investissements de la catégorie C.....	24
Figure 14 : Analyse des investissements de la catégorie C hors traitement complémentaire	24
Figure 15 : Analyse des investissements de la catégorie D	25
Figure 16 : Analyse des investissements de la catégorie E.....	26
Figure 17 : Analyse des investissements de la catégorie F.....	26
Figure 18 : Investissement Equipements de valorisation de la chaleur et réseau de chaleur (densité énergétique 2 MWh/ml).....	27
Figure 19 : Investissement Equipements de production et injection du biométhane et réseau de transport jusqu'au point d'injection (densité énergétique 2 MWh/ml).....	28
Figure 20 : Investissements totaux moyens des installations de méthanisation en milieu rural en Allemagne et en France pour 100, 500 et 1000 kWe	30
Figure 21 : Evolution des indices du secteur du bâtiment	31
Figure 22 : Répartition des recettes (moyenne de la totalité des dossiers).....	32
Figure 23 : Répartition des charges de fonctionnement (moyenne de la totalité des dossiers).....	33
Figure 24 : Coût spécifique de la main d'oeuvre en fonction de la taille de l'installation (ensemble des dossiers)	35
Figure 25 : Coût spécifique de la maintenance moteur en fonction de la taille de l'installation (ensemble des dossiers).....	35
Figure 26 : Charges de production et de valorisation de la chaleur.....	36
Figure 27 : Charges de production et d'injection du biométhane.....	36
Figure 28 : Tarif de vente pour un objectif de rentabilité TEC = 0,5 par rapport aux tarifs actuels...	39
Figure 29 : Influence des recettes sur le nombre de projets viables (TEC = 0,5)	41
Figure 30 : Impact de l'augmentation du tarif de l'électricité sur le nombre de projets viables (TEC = 0,5).....	42
Figure 31 : Nombre de projets viables en fonction du taux de subvention (TEC = 0,5)	43
Figure 32 : Coût de génération du biogaz brut rapporté à l'énergie primaire.....	45
Figure 33 : Coût de conversion en électricité.....	46
Figure 34 : Coût de conversion en chaleur, densité énergétique 2 MWh/ml.....	47
Figure 35 : Longueur de canalisation eau chaude en fonction de l'énergie primaire produite, pour une densité énergétique de 2 MWh/ml.....	48
Figure 36 : Coût de conversion en biométhane, densité énergétique de 2 MWh/ml.....	49
Figure 37 : Longueur de canalisation de transport de biométhane pour une densité énergétique de 2 MWh/ml.....	49
Figure 38 : Tarif de vente de l'électricité pour TEC = 0,5, en €/MWh.....	50
Figure 39 : Décomposition du tarif de vente de l'électricité (moyenne pondérée totalité des dossiers).....	51
Figure 40 : Tarif de vente de la chaleur (TEC = 0,5) pour une densité énergétique de 2 MWh/ml, en €/MWhth.....	52

<i>Figure 41 : Décomposition du tarif de vente de la chaleur (moyenne pondérée de la totalité des dossiers)</i>	<i>53</i>
<i>Figure 42 : Tarif de vente du biométhane (TEC = 0,5), en €/MWhgaz</i>	<i>54</i>
<i>Figure 43 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de moins de 3 GWh/an.....</i>	<i>55</i>
<i>Figure 44 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de 3 à 10 GWh/an</i>	<i>55</i>
<i>Figure 45 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de plus de 10 GWh/an.....</i>	<i>56</i>
<i>Figure 46 : Evolution du prix du marché de l'électricité pour la CSPE</i>	<i>61</i>
<i>Figure 47 : Proportion de sites viables avec les tarifs proposés</i>	<i>66</i>
<i>Figure 48 : Tarifs actuels allemands et français et tarifs proposés et situation des projets analysés (tarifs de vente et tarifs appliqués).....</i>	<i>67</i>
<i>Figure 49 : Aide nécessaire à l'investissement en €/tep (vente de chaleur à 40€/MWh)</i>	<i>70</i>
<i>Figure 50 : Aide nécessaire à la vente de l'énergie thermique nécessaire pour atteindre un TEC = 0,5 (vente de chaleur à 40€/MWh)</i>	<i>71</i>
<i>Figure 51 : Tarif de vente du biométhane et tarif d'achat proposé.....</i>	<i>73</i>
<i>Figure 52 : Développement du nombre d'installations biogaz à la ferme et centralisées et la capacité électrique installée correspondante en Allemagne – Source : Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger, DBFZ</i>	<i>84</i>
<i>Figure 53 : Coûts spécifiques des installations de production de biogaz (BG) de 50, 250 et 500 m³/h alimentées à partir d'effluents d'élevage(G), cultures énergétiques (N) et déchets verts (B) (Source : FNR 2006 [6]).....</i>	<i>90</i>
<i>Figure 54: Coûts de production de biométhane des installations produisant du biogaz à partir de lisier (M) et cultures énergétiques (EC) pour 50, 250 et 500 m³/h</i>	<i>91</i>
<i>Figure 55 : Emissions de GES en kg équivalent CO₂ / m³ de méthane des installations de production de biogaz (BG) de 50, 250 et 500 m³/H alimentées à partir d'effluents d'élevage (G), cultures énergétiques (N) et déchets verts (B), (Source : BGW [3]).....</i>	<i>92</i>
<i>Figure 56 : Comparaison des émissions de GES en kg éq CO₂ / kWhél des filières biogaz, gazéification de biomasse, combustion de biomasse et du mix électrique allemand par poste d'émissions (Source : BGW [3])</i>	<i>93</i>
<i>Figure 57 : Évolution du nombre d'installations et de la production d'énergie pour le biogaz agricole en Suisse</i>	<i>96</i>
<i>Figure 58 : Principe du système des certificats verts (http://www.cwape.be/)</i>	<i>102</i>
<i>Figure 59 : Evolution du prix moyen des certificats verts en région wallonne (2006-2009).....</i>	<i>104</i>
<i>Figure 60 : Evolution du prix moyen du certificat d'électricité en région flamande (2006-2009).....</i>	<i>105</i>
<i>Figure 61 : Evolution du prix moyen du certificat cogénération en région flamande</i>	<i>106</i>
<i>Figure 62 : Principe du système des certificats cogénération en Flandre (Source : www.vreg.be)... ..</i>	<i>106</i>

Résumé

L'ADEME et le Ministère de l'Agriculture et de la Pêche, malgré un regain d'intérêt pour la méthanisation en milieu rural (environ 200 projets ont été recensés fin 2008), ont fait le constat que cette filière ne se développait pas aussi rapidement que cela avait été espéré après la révision des tarifs d'achat de l'électricité issue du biogaz en Juillet 2006.

Le Ministère de l'Agriculture et l'ADEME ont alors lancé une expertise sur la rentabilité des installations de méthanisation rurale. Les prestataires choisis pour réaliser ce travail ont été SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREAH, PERI G.

Les objectifs principaux étaient de réaliser une analyse de la rentabilité des projets de méthanisation et d'identifier les freins et les facteurs favorables à leur rentabilité.

Ce travail s'appuie sur l'analyse détaillée de l'investissement et de la rentabilité de 50 sites de tailles différentes, à des stades d'avancement différents (de l'étude de faisabilité au fonctionnement depuis quelques mois), ainsi que sur les retours d'expériences de trois pays européens voisins (Allemagne, Suisse et Belgique).

L'étude met tout d'abord en avant l'importance des coûts d'investissement dans le coût global de production du biogaz, notamment par rapport aux prix allemands affichés aujourd'hui. Ce décalage provient d'une différence de maturité de la filière et du surcoût du génie civil en France, observé également sur d'autres filières (chaufferie bois notamment).

Elle rend compte ensuite de l'impact des subventions sur la rentabilité des installations. Celles-ci permettent aux conditions en vigueur lors de l'étude, dans la mesure où elles représentent de 30 à 50% de l'investissement, de garantir la viabilité de plus de 75% des projets. Les subventions constituent des instruments incitatifs, mais non suffisants pour permettre le décollage de la filière (incertitude pour le passage à l'acte, renchérissement des investissements).

L'étude propose enfin des pistes d'améliorations du soutien des pouvoirs publics aux différents vecteurs énergétiques produits à partir de biogaz, l'électricité, le biométhane et la chaleur.

Pour chaque filière énergétique, on retiendra les conclusions suivantes :

- **Electricité** : une proposition d'éléments pour une nouvelle grille tarifaire fondée sur une augmentation moyenne du tarif actuel et la mise en place de primes cumulables permettant de favoriser les projets basés sur la méthanisation de déjections animales et les projets performants d'un point de vue énergétique (valorisation de la chaleur cogénérée), tout en limitant l'aide à l'intégration de cultures énergétiques dédiées ;
- **Biométhane** : la grille tarifaire proposée dans le cadre du groupe de travail « Injection Biométhane 2009 » à la DGE (Ministère de l'Environnement) permettrait le développement des projets de plus de 3 GWh/an.
- **Chaleur** : le développement des installations valorisant l'intégralité de l'énergie vers un consommateur de chaleur proche, en l'absence du mécanisme de tarif d'achat garanti pour la chaleur, nécessiterait des aides à l'investissement évaluées à 3800 €/tep en moyenne, soit un taux de subvention moyen de 64%.

Introduction

L'ADEME et le Ministère de l'Agriculture et de la Pêche ont recensé environ 200 projets de méthanisation agricole, dont plus de 80 parmi les plus avancés ont été retenus dans le cadre du Plan de Performance Energétique.

Le constat était que la filière de méthanisation rurale ne se développait pas aussi rapidement que cela avait été espéré et ceci malgré la révision des tarifs d'achat de l'électricité produite grâce au biogaz en Juillet 2006. Les raisons sont diverses : réglementaires, techniques et économiques.

Afin de comprendre les causes de ce décollage relativement lent de la filière, l'ADEME et le Ministère de l'Agriculture ont confié à Solagro la réalisation d'une expertise sur la rentabilité des installations de méthanisation rurale.

Les objectifs principaux étaient de réaliser une analyse de la rentabilité des projets de méthanisation et d'identifier les freins et les facteurs favorables à leur rentabilité.

Cette étude s'inscrit dans la volonté des pouvoirs publics de développer la méthanisation agricole, comme affiché lors du processus du Grenelle de l'Environnement

Cette étude est basée sur l'analyse de données économiques de 50 sites de méthanisation allant du stade de l'étude au fonctionnement. Ces installations sont représentatives du contexte actuel (méthanisation à la ferme et centralisée).

L'enjeu de cette étude est d'estimer le coût de production de l'énergie produite à partir de l'analyse des investissements, des charges et produits de ces projets afin de proposer des leviers d'amélioration de leur rentabilité. L'impact des différents mécanismes de soutien (tarifs d'achat et subventions pour les différents types d'énergie produites à partir de biogaz - électricité, biométhane, chaleur) sera mesuré et discuté.

Ces résultats seront confrontés aux retours d'expériences de la filière méthanisation en Allemagne, Suisse et Belgique.

1 Collecte des données de terrain

Afin de proposer des résultats représentatifs et dans la mesure où le nombre de projets de méthanisation rurale recensé (environ 200) est important, l'objectif d'analyser une cinquantaine de sites a été fixé.

1.1 Méthodologie

1.1.1 Recueil des données

La collecte des informations a été réalisée par le biais d'envoi d'un questionnaire communiqué par voie postale et/ou électronique.

Au total, 81 porteurs de projets ont été contactés.

50 projets (ou sites) ont été retenus dont :

- 31 sites dont les porteurs de projets ont répondu par l'envoi du questionnaire complété ou par téléphone. 18 d'entre eux ont renvoyé l'autorisation d'exploiter les résultats.
- 19 sites ayant déposé une demande de subventions dans le cadre de l'appel à projet du Plan de Performance Energétique (PPE) lancé par le MAP en 2009. Les données du projet ont été analysées à partir des rapports d'études transmis par le MAP (CD Rom)

Les 50 sites constituent au total 61 dossiers :

- 8 sites ont réalisé **uniquement** une étude
- 11 sites ont fait l'objet d'une étude **et** d'une consultation de constructeur (devis)
- 26 sites ont fait l'objet **uniquement** d'une consultation de constructeur (devis)
- 5 sites sont en fonctionnement (facture)

Au total, 61 dossiers ont été analysés :

- 19 dossiers sur la base de données issues d'étude de faisabilité
- 37 dossiers sur la base de données issues de devis
- 5 dossiers sur la base de données issues de facture

Parallèlement, des projets identifiés comme abandonnés ont été contactés (15 au total). Un questionnaire, figurant en Annexe 5, a été adressé à chacun des projets, suivi d'une relance, en considération du peu de retour. 4 porteurs de projets ont répondu à l'enquête.

1.1.2 Réalisation de la grille d'enquêtes

La grille d'enquêtes a été élaborée dans l'objectif de récupérer le maximum d'informations possibles sur les projets tout en gardant une certaine simplicité de remplissage (voir le document en Annexe 5).

Les données enquêtées se répartissent en 6 grands thèmes :

- Identification du site
- Ressources (gisement)
- Données techniques (dimensionnement des principaux ouvrages)
- Besoins d'énergie identifiés
- Investissements (répartition en 16 postes)
- Analyse financière (Produits, charges, subventions)

1.1.3 Constitution d'une base de données

Chaque grille d'enquête remplie a fait l'objet d'une vérification des données :

- Croisement des informations pour la vérification des aberrations (unités, ordre de grandeur)
- Consolidation des données, notamment pour la répartition des investissements sur les différents postes. En effet, certains dossiers présentaient des investissements peu détaillés. L'analyse par taille de projet et par type de constructeur a permis d'affecter aux postes manquants les données correspondantes.

1.2 Caractéristiques de l'échantillon

1.2.1 Taille des sites

Deux tiers des dossiers traitent moins de 30 t/jour (environ 10 000 t/an) de matières. La moitié des dossiers traitent de 5 000 à 10 000 t/an. Le tonnage annuel moyen s'élève à 11 500 t/an, le tonnage minimum traité à 2 500 t/an et le tonnage maximal traité à 75 000 t/an.

Figure 1 : Répartition des tonnages de l'échantillon

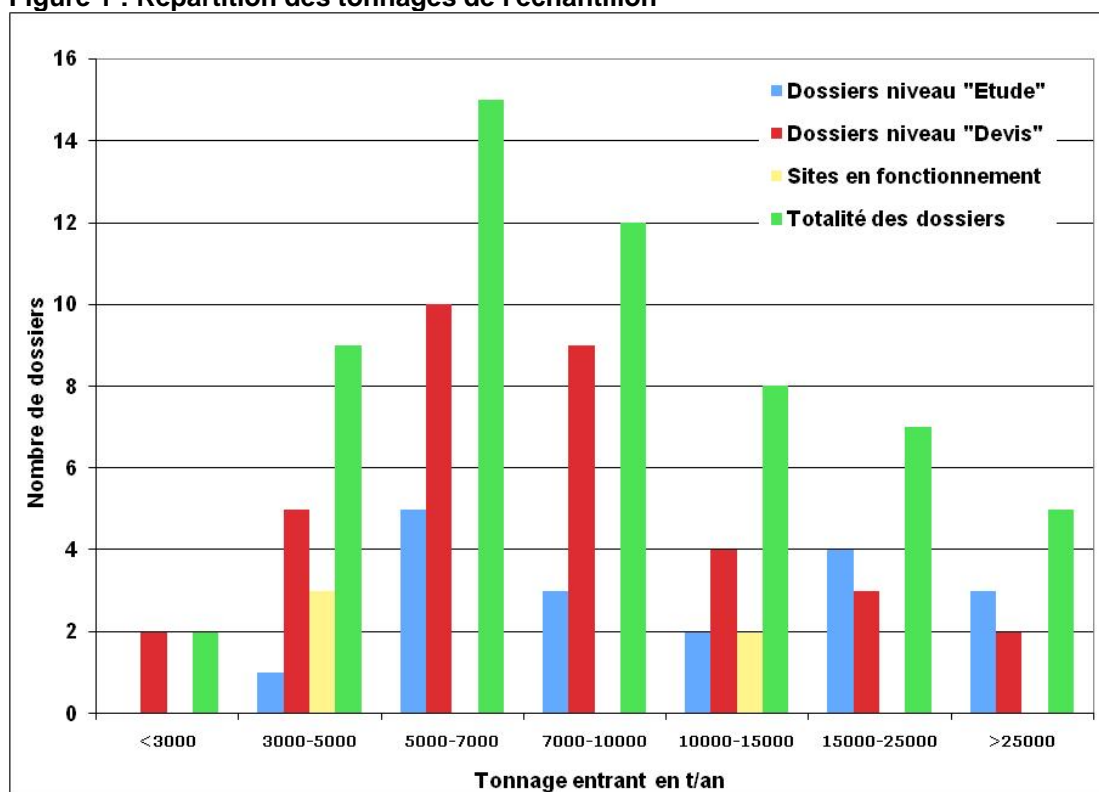
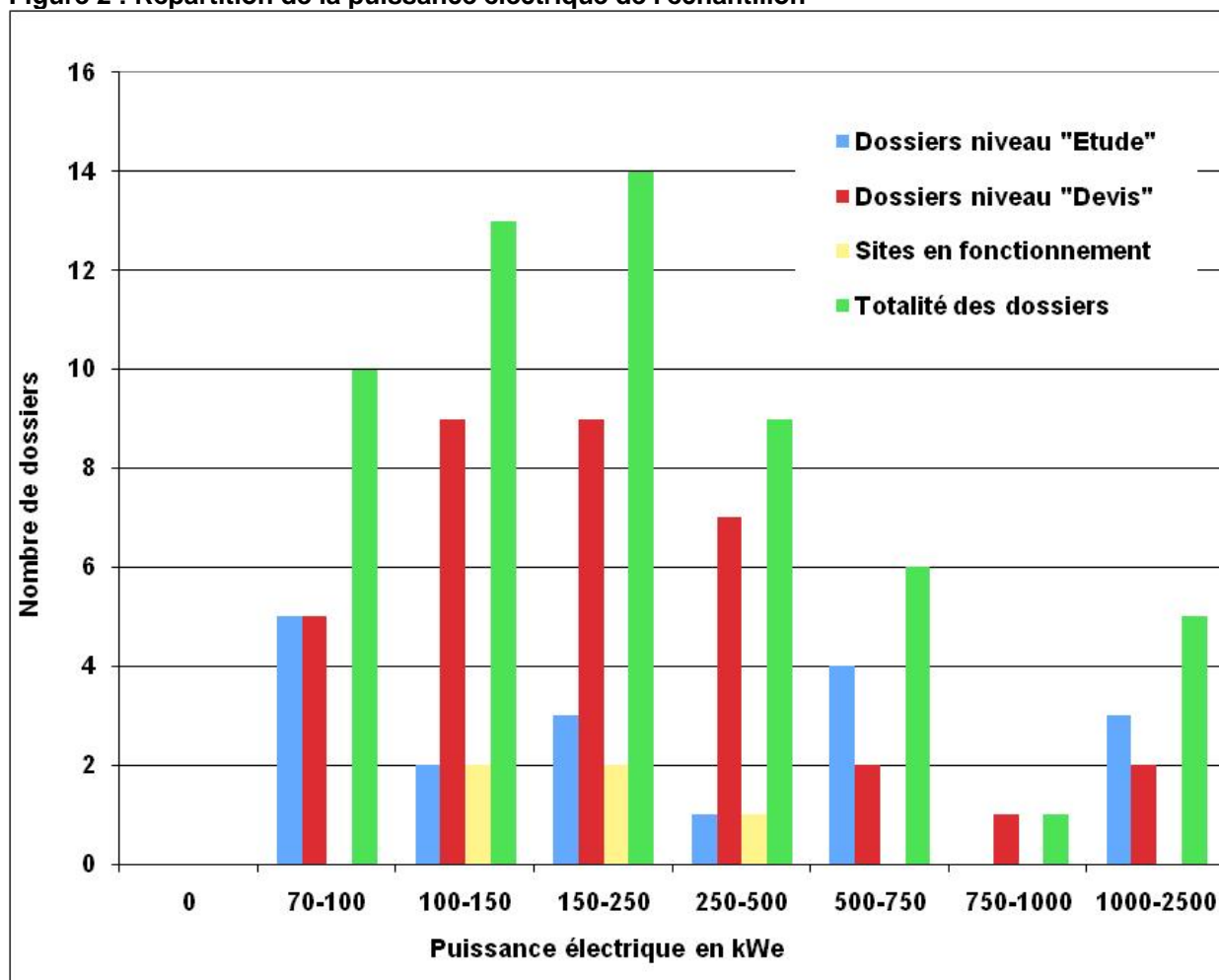


Figure 2 : Répartition de la puissance électrique de l'échantillon

Les trois-quarts des dossiers ont une puissance électrique installée inférieure à 280 kWe. La puissance moyenne sur l'ensemble des dossiers s'élève à 320 kWe, la puissance minimale à 50 kWe et la puissance maximale à 2 100 kWe.

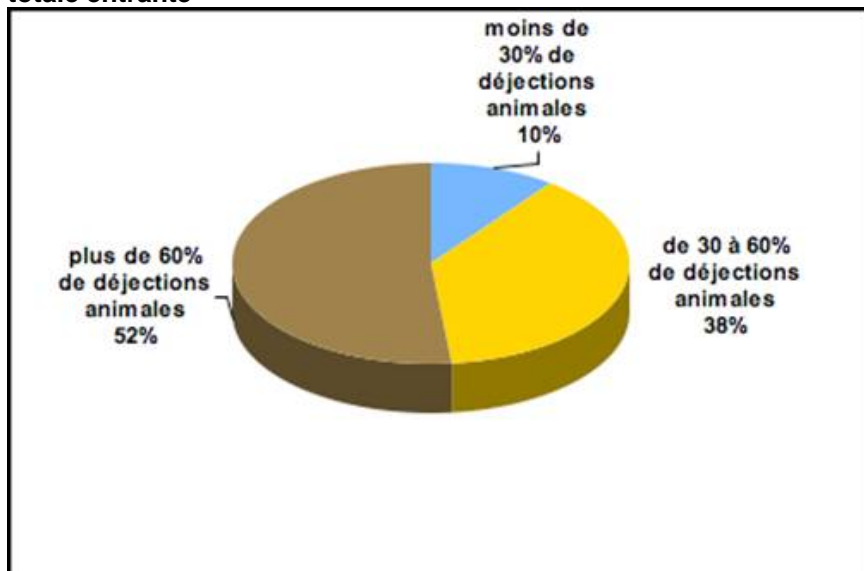
En moyenne 70 % des intrants sont constitués de biomasse d'origine agricole. 80 % des dossiers traitent plus de 50 % de substrats d'origine agricole (déjections animales, résidus de cultures et cultures énergétiques).

Figure 3 : Répartition de la proportion (tonnage) de substrats d'origine agricole dans la ration entrante totale



La ration totale entrante en méthanisation est composée pour plus de la moitié des dossiers de 60% de déjections animales.

Figure 4 : Répartition de la proportion (tonnage) de déjections animales dans la ration totale entrante

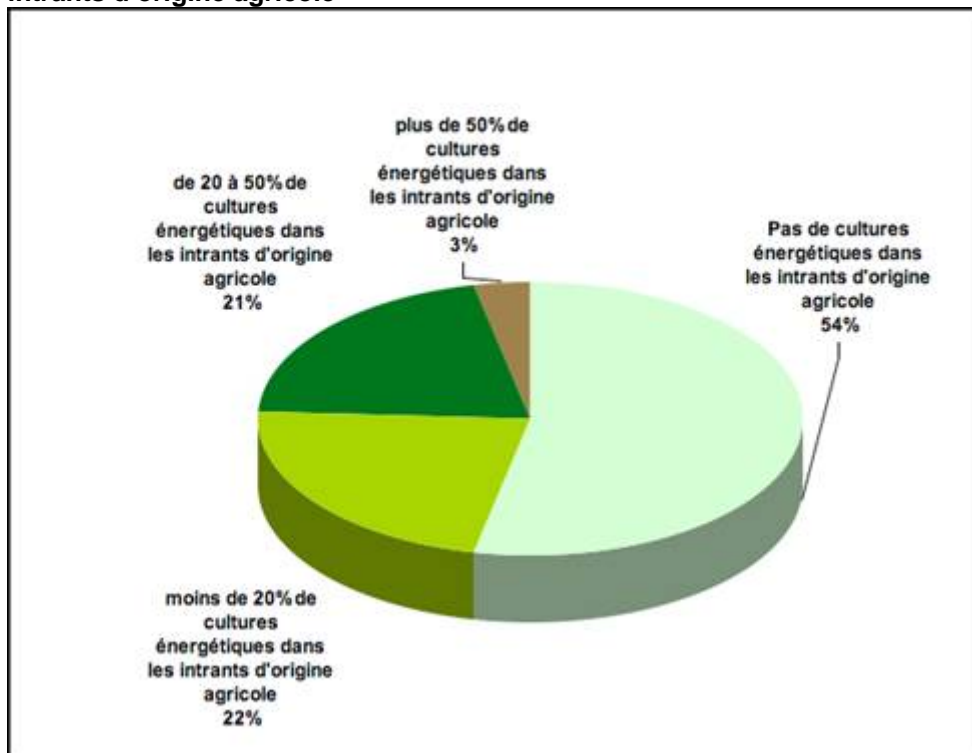


Moins de 5 % de dossiers traitent uniquement des déchets industriels. En revanche, près de la moitié des dossiers perçoit une redevance pour le traitement des déchets extérieurs, à un prix moyen de 20 €/t (variation de 10 à 65 €/t).

L'origine agricole, définie par des substrats tels que les déjections animales, les résidus de cultures (pailles, cannes de maïs) et les cultures énergétiques, se décompose pour les dossiers analysés :

- dans 55 % des cas uniquement des déjections animales
- dans 40% des cas, majoritairement des déjections animales (0-50 % de cultures énergétiques
- dans moins de 5 % des cas majoritairement des cultures énergétiques (>50 % de cultures énergétiques).

Figure 5 : Répartition de la proportion (tonnage) de cultures énergétiques dans les intrants d'origine agricole



Au total, 45 % des sites traitent des cultures énergétiques, représentant 15 % du tonnage global. Les cultures énergétiques envisagées sont de l'ensilage de maïs, de sorgho et d'herbes. Les cultures dérobées, céréales immatures essentiellement, sont également envisagées. 70 % des sites concernés intègrent un seul type de cultures, 30 % deux types de cultures.

L'énergie primaire produite à partir de cultures énergétiques représente au total 28% de l'énergie primaire des sites introduisant des cultures énergétiques.

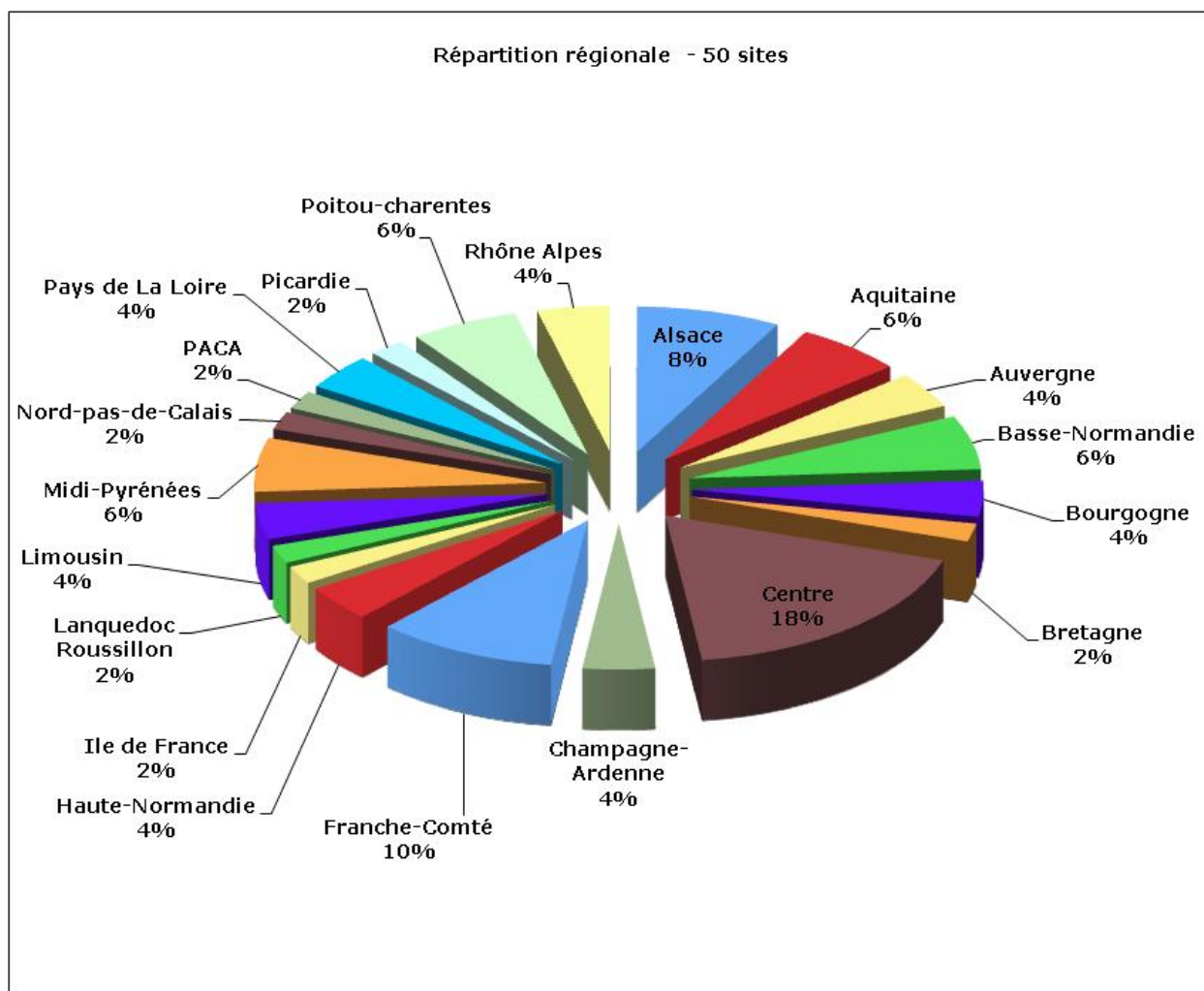
Pour les dossiers introduisant des cultures énergétiques, celles-ci représentent moins de 15 % de l'énergie produite dans 1/3 des cas (soit 15% de la totalité des dossiers analysés) et plus de 50 % de l'énergie produite dans 1/4 des cas (soit 12% de la totalité des dossiers analysés).

1.2.2 Répartition géographique

L'échantillon retenu est réparti sur le territoire national (hors DOM-TOM).

20 régions sont représentées avec 1 à 9 projets (région Centre) par région. Les projets se répartissent sur 37 départements, avec 1 à 3 par département.

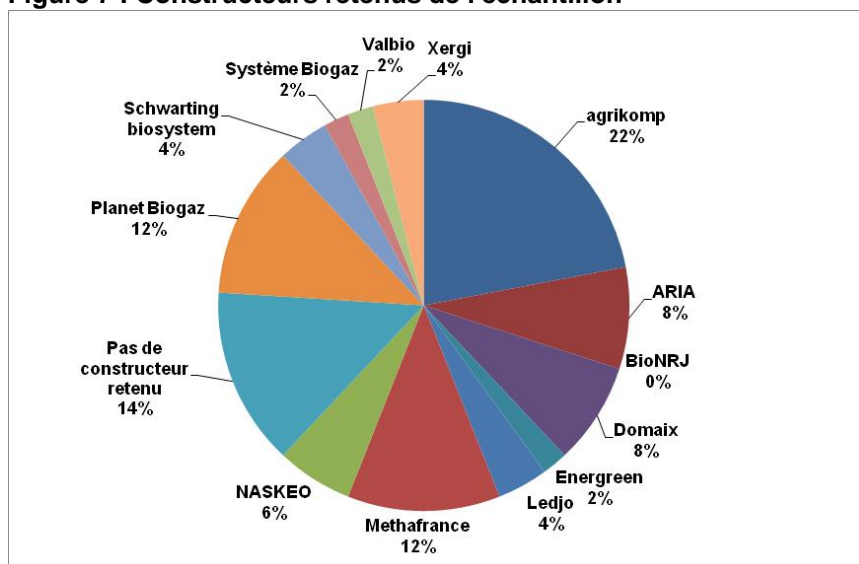
Figure 6 : Répartition régionale de l'échantillon



1.2.3 Constructeurs

L'échantillon retenu est représentatif de la diversité des constructeurs ou bureau d'études, puisque 12 constructeurs ont été répertoriés, avec en tête Agrikomp (25 % des sites), suivi de MéthaFrance et Planet Biogaz (14 % des sites).

Figure 7 : Constructeurs retenus de l'échantillon



1.2.4 Valorisation de l'énergie

La quasi-totalité des sites vendent de l'électricité et bénéficient d'une prime à l'efficacité énergétique.

Seuls, 2 dossiers sur 61 sont basés sur la valorisation du biogaz par injection dans le réseau de gaz naturel.

Le taux de valorisation de l'énergie moyen s'élève à 65%. La valorisation de la chaleur en plus des besoins du digesteur est donc importante (85% des cas) et vers des consommateurs situés à proximité de l'installation de méthanisation (longueur moyenne du réseau de chaleur 362 m).

Tableau 1 : Caractéristiques des dossiers valorisant le biogaz par cogénération

		Puissance électrique moyenne (kWe)	Potentiel Méthanogène moyen (kWh/t entrante)	Valorisation Chaleur extérieure (hors chauffage digesteur)	Longueur moyenne de réseau de chaleur (m)	Taux de valorisation de l'énergie
Dossiers « étude »	niveau	526	476	79 %	385	64 %
Dossiers « devis »	niveau	258	560	92 %	351	66 %
Sites en fonctionnement	en	157	568	60 %	360	58 %
Totalité des dossiers (hors injection)		336	535	85 %	362	65 %

1.2.5 Valorisation du digestat

Sur l'ensemble des dossiers, 11 dossiers présentent un projet avec un traitement complémentaire de digestat sur site (investissement chiffré).

- 10 dossiers (7 dossiers ayant fait l'objet de devis et 1 dossier en fonctionnement et 2 dossiers en étude) présentent un projet de séchage du digestat solide issu de la séparation de phase. Le digestat liquide est épandu.
- 1 dossier (en étude et de taille importante) présente une unité d'évaporation et de stripping de la phase liquide après séparation de phase, le digestat solide étant valorisé en épandage.

1.3 Les causes d'abandon

4 projets ont été renseignés par l'intermédiaire de l'enquête.

Tableau 2 : Caractéristiques des projets abandonnés

N°	Département	Valorisation biogaz	Puissance électrique [kWél]	Rapport déjections animales/total
01	76	Cogénération		
02	76	Cogénération	150	68 %
03	91	Cogénération	300	
04	01	Cogénération	95	31 %

Les 4 projets ont procédé à un abandon suite à un pré-diagnostic ou une étude de faisabilité. Il est intéressant de lire que pour certains, l'abandon est provisoire et que les porteurs de projet sont restés motivés à le poursuivre lorsque les raisons d'abandon auront été résolues.

Pour ces projets, les motivations initiales à s'engager dans un projet d'installation de biogaz sont les suivantes :

- Permettre la mise aux normes (PMPOA2)
- Diversification de l'activité et des revenus
- Servir de modèle aux agriculteurs de la région grâce à une installation moderne et performante

Alors que la moitié des projets abandonnés et renseignés ont effectué leur pré-diagnostic ou étude de faisabilité avant la parution de l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz, il est intéressant de voir qu'une cause d'abandon est commune à tous les projets : le manque de rentabilité.

Pour un projet en particulier, le manque de rentabilité est associé à des coûts d'investissement trop élevés pour le système de valorisation de la chaleur.

Pour certains projets, des causes spécifiques d'abandon ont été citées :

- Pour le projet n°1, les raisons sont d'une part issues de l'organisation de l'exploitation agricole qui effectue de la transformation. Une installation de biogaz ajouterait une charge de travail à l'exploitant déjà surchargé. D'autre part, l'exploitation est implantée en milieu péri-urbain, donc avec proximité de voisinage. Et enfin ce projet envisage des boues d'épuration comme co-produits et s'est trouvé en difficulté vis-à-vis de la réglementation.
- Pour le projet n°3, outre le manque de rentabilité, la question de l'absence de subvention a été évoquée ainsi que des blocages au niveau de services administratifs français inexpérimentés. Comme le projet n°1, des problèmes de voisinage ont été mentionnés, notamment vis-à-vis des émissions d'odeurs et du transport des gisements.
- Enfin pour le projet n°4, l'éventuel apport de produits extérieurs s'est trouvé en totale incompatibilité avec les normes sanitaires de l'exploitation agricole dont l'activité est spécifique. Le projet intégrait également du lactosérum aux co-produits. Or le prix de ce produit est sujet à trop de fluctuations d'une année à l'autre remettant en cause la rentabilité du projet.

2 Analyse des investissements

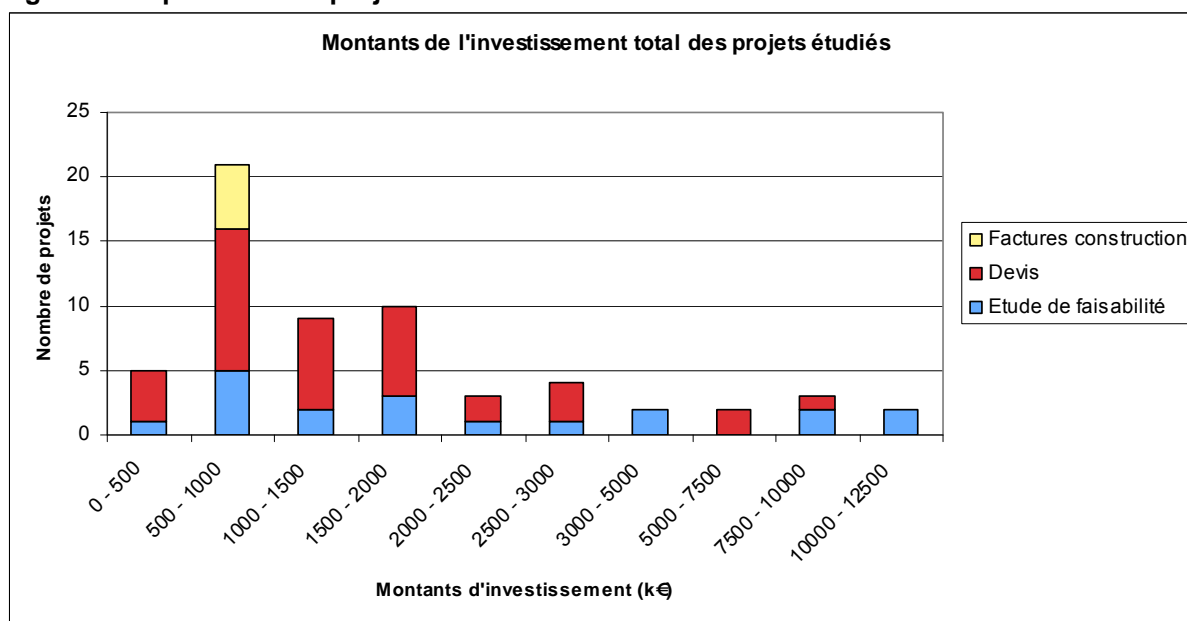
L'analyse des investissements a été réalisée en plusieurs étapes. Appliquée tout d'abord à l'ensemble des projets et sur la totalité des unités fonctionnelles (16 postes), l'analyse a finalement porté uniquement sur les projets ayant fait l'objet de devis et sur 6 catégories regroupant les postes, pour une question d'homogénéité des données.

Cet échantillon restreint a cependant nécessité un important travail de vérification des données. La typologie des projets et les variations entre projets ont été mises en évidence et de façon itérative, pour être ajustées (les données extrêmes ont été mises à l'écart) afin de dégager des tendances.

2.1 Investissements totaux

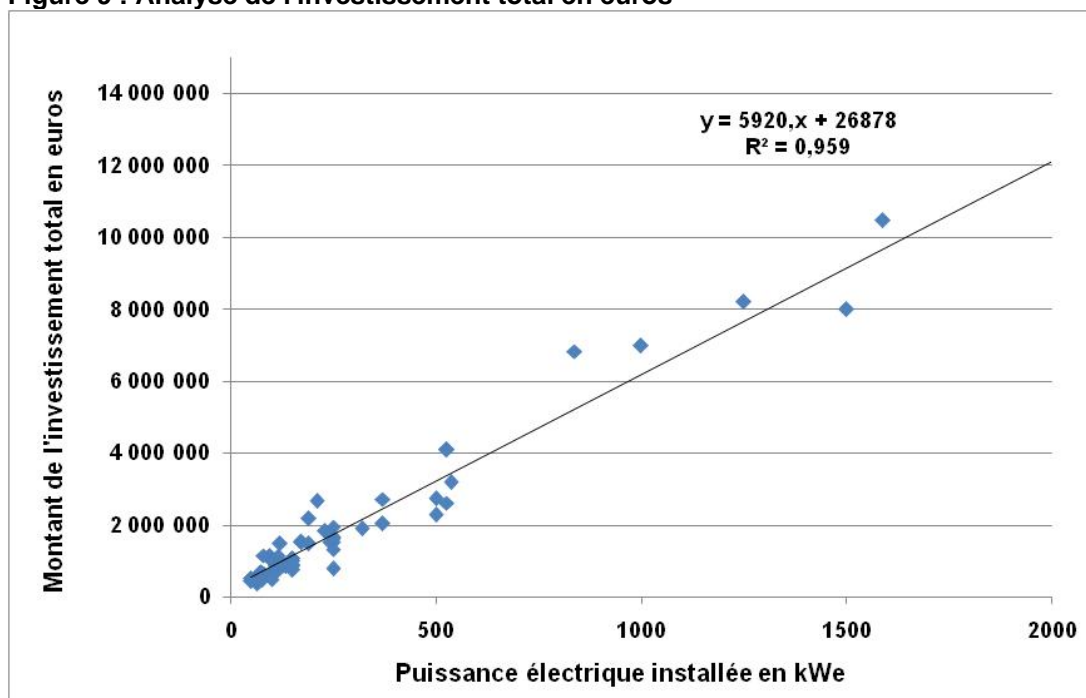
Sur la totalité des dossiers (étude de faisabilité, devis et factures construction), plus d'un tiers a un investissement compris entre 500 000 € et 1 000 000 €, 57 % des projets étudiés ont un montant d'investissement inférieur à 1 500 000 € et 74 % inférieurs à 2 millions €. Neufs projets (15 %) font l'objet d'un investissement supérieur à 3 millions €.

Figure 8 : Répartition des projets en fonction de leurs investissements



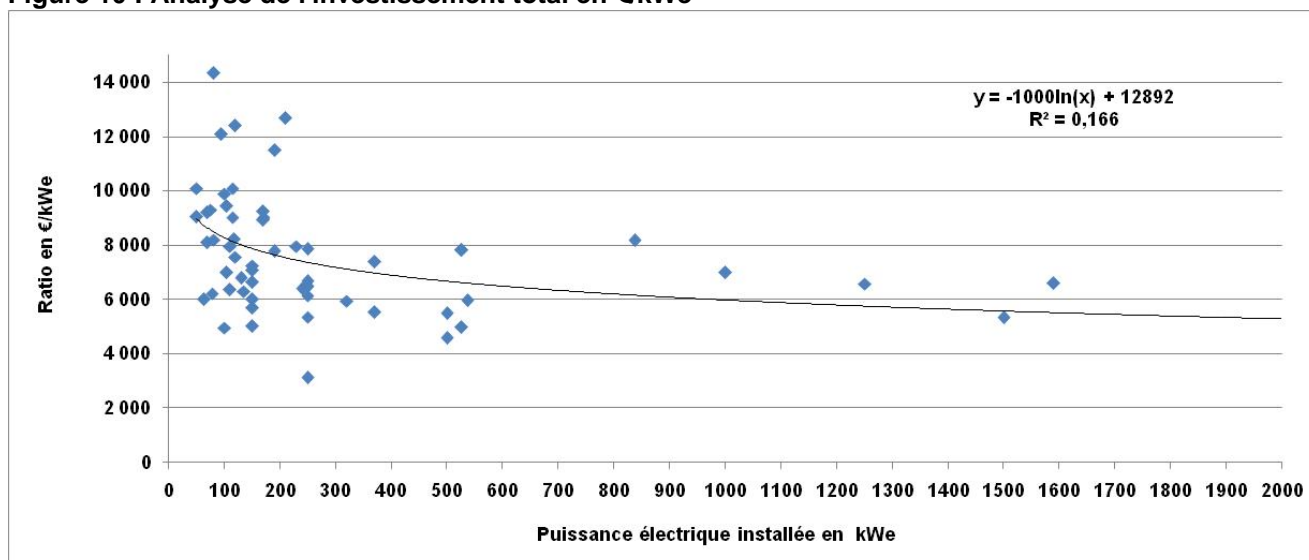
On observe une corrélation pour des puissances variant de 30 à 1 250 kWe (proportionnalité entre l'investissement total et la taille de l'unité représentée par la puissance électrique). Toutefois, cette linéarité est « tirée » par un faible échantillon de projets de grandes tailles (3 projets compris entre 800 et 1 250 kWe).

Pour des projets inférieurs à 550 kWe, la variabilité est plus visible.

Figure 9 : Analyse de l'investissement total en euros

Avec ces résultats, le ratio EUR/kWe varie suivant la taille de l'installation :

- 8 600 EUR/kWe pour des installations de 100 kWe
- 5 600 EUR/kWe pour des installations de 500 kWe
- 5 200 EUR/kWe pour des installations de 1 000 kWe

Figure 10 : Analyse de l'investissement total en €/kWe

2.2 Décomposition en unités fonctionnelles

Pour l'enquête, les investissements ont été fractionnés en seize postes afin de pouvoir comprendre la décomposition des investissements.

Les seize postes sont décrits ci-dessous :

- poste 1 : investissements relatifs au site (*achat parcelle, clôture, voirie, terrassement, aménagements divers, ...*) – **p1 - site**
- poste 2 : investissements relatifs à la réception des ressources (*dalle pour fumier et ensilage, préfosse, mixer, ...*) – **p2 - réception**
- poste 3 : investissements relatifs aux équipements de gestion des ressources (*pont bascule, pompes, matériel de collecte des ressources, ...*) – **p3 - ressources**
- poste 4 : investissements relatifs à l'hygiénisation – **p4 - hygiénisation**
- poste 5 : investissements relatifs au digesteur (*système d'introduction des matières solides, cuve, mixer, système de chauffage, ...*) – **p5 - digesteur**
- poste 6 : investissements relatifs au post-digesteur (*cuve, couverture, mixer, ...*) – **p6 – post-digesteur**
- poste 7 : investissements relatifs au stockage final du digestat (*cuves, séparateur de phase, plate-forme de stockage du digestat solide le cas échéant, ...*) – **p7 – stockage**
- poste 8 : investissements relatifs aux équipements de gestion du digestat (*matériel d'épandage, fertirrigation, unité de traitement, ...*) – **p8 - digestat**
- poste 9 : investissements relatifs aux équipements biogaz (*conduites, torchère, refroidisseur gaz, compresseur, ...*) – **p9 - biogaz**
- poste 10 : investissements relatifs à l'épuration du biogaz et à son injection dans le réseau (*traitement des composés minoritaires, compression, ...*) – **p10 – épuration – injection**
- poste 11 : investissements relatifs à l'injection du méthane ou station de remplissage GNV (*compression, stockage, comptage, ...*) – **p11 – injection - GNV**
- poste 12 : investissements relatifs à la cogénération (*moteur, échangeur de chaleur, aérotherme, ...*) – **p12 - cogénération**
- poste 13 : investissements relatifs aux bâtiments ou conteneurs (*pour la réception des ressources, pour les équipements de la cogénération, ...*) – **p13 - bâtiments**
- poste 14 : investissements relatifs aux équipements de valorisation de la chaleur (*réseau de chaleur, unité de valorisation de chaleur, ...*) – **p14 - chaleur**
- poste 15 : investissements relatifs aux installations gaz, électricité et chauffage (*raccordement électrique, automatisation, transformateur, ...*) – **p15 – gaz - électricité - chauffage**
- poste 16 : investissements relatifs à l'ingénierie, études, demandes de permis, AMO, etc. – **p16 – ingénierie**

L'analyse des 16 postes au cas par cas montre que les corrélations ne sont pas bonnes pour certaines d'entre elles. Le regroupement de certains de ces postes en 6 grandes catégories a permis d'obtenir des corrélations plus pertinentes.

Catégories	Postes concernés
Catégorie A : Digesteur + post-digesteur+stockage	p1, p5, p6, p7
Catégorie B : Réception ressources + gestion ressources + hygiénisation	p2, p3, p4
Catégorie C : Gestion digestat	p8
Catégorie D : Gaz	p9, p10, p11, p12, p13, p15
Catégorie E : Chaleur	p14
Catégorie F : Ingénierie	p16

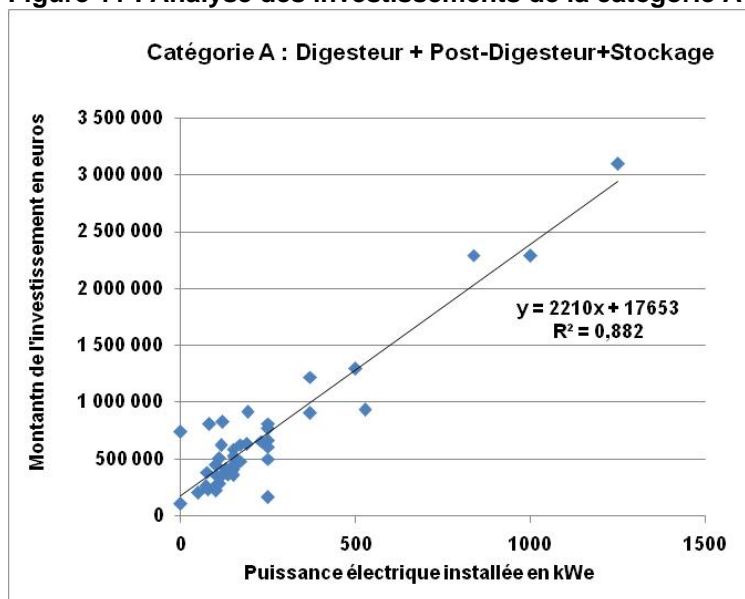
2.3 Détail par catégories

L'analyse des investissements à partir des 6 catégories montre une plus forte corrélation sur les sites ayant fait l'objet d'un devis ou de facture que sur l'ensemble des dossiers observés.

Le modèle est donc construit à partir des 42 dossiers étudiés (37 sites ayant fait l'objet d'un devis et 5 sites en fonctionnement ayant fait l'objet de factures). Pour la catégorie concernant la valorisation du biogaz (Catégorie D), les 2 sites ayant opté pour la valorisation du biométhane n'ont pas été intégrés.

2.3.1.1 Catégorie A : Digesteur, post-digesteur et stockage

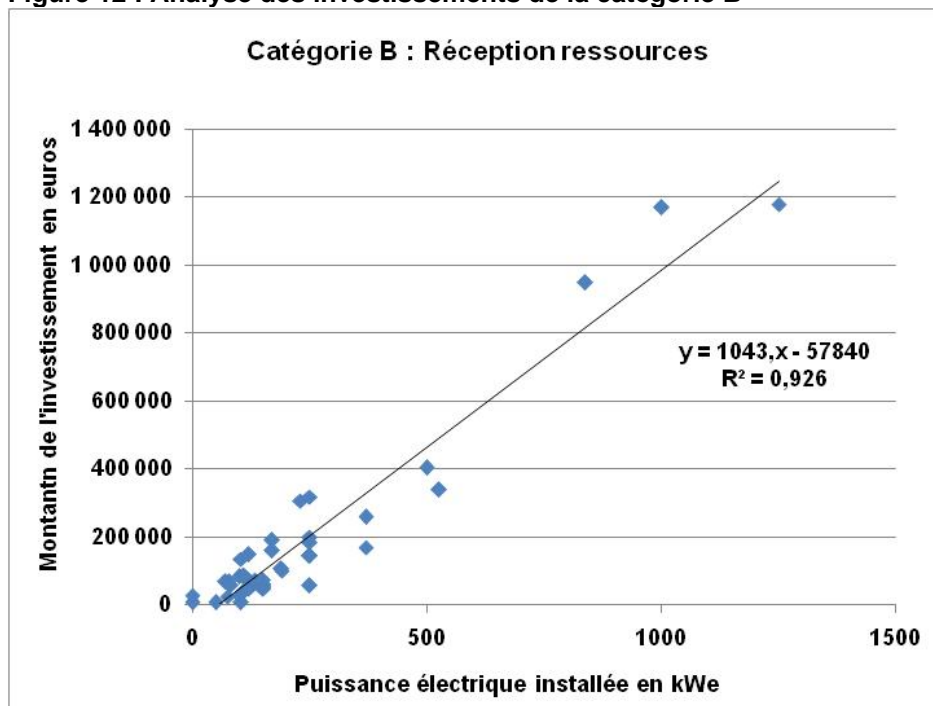
Figure 11 : Analyse des investissements de la catégorie A



On observe une linéarité entre le montant de l'investissement des ouvrages de digestion et de stockage avec la taille de l'installation représentée par la puissance électrique installée.

2.3.1.2 Catégorie B : Réception et gestion des ressources

Figure 12 : Analyse des investissements de la catégorie B



2.3.1.3 Catégorie C : Gestion du digestat

Pour ce poste, deux groupes se distinguent :

- En base, les sites s'équipent de matériel d'épandage, pour des investissements variant de 20 000 € (pendillard uniquement) à 120 000 € (tracteur + tonne + pendillard), avec une moyenne de 46.000 €.
- Dans certains cas, les sites s'équipent d'un traitement complémentaire du digestat, essentiellement du séchage de digestat solide, avec des investissements variant de 130 000 € à 300 000 €. Le coût de traitement varie de 16 à 47 €/t de digestat traité, en moyenne de 27 €/t digestat brut (traitement par séchage du digestat solide ou stripping du digestat liquide) Les 3 plus gros sites (puissance électrique supérieure à 600 kWe) sont équipés d'un traitement complémentaire du digestat.

Figure 13 : Analyse des investissements de la catégorie C

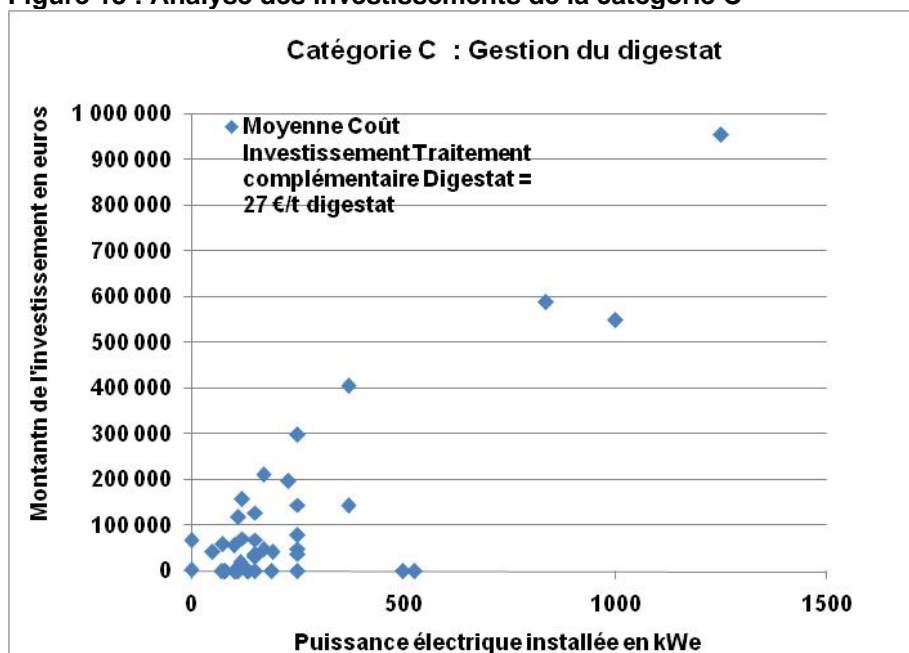
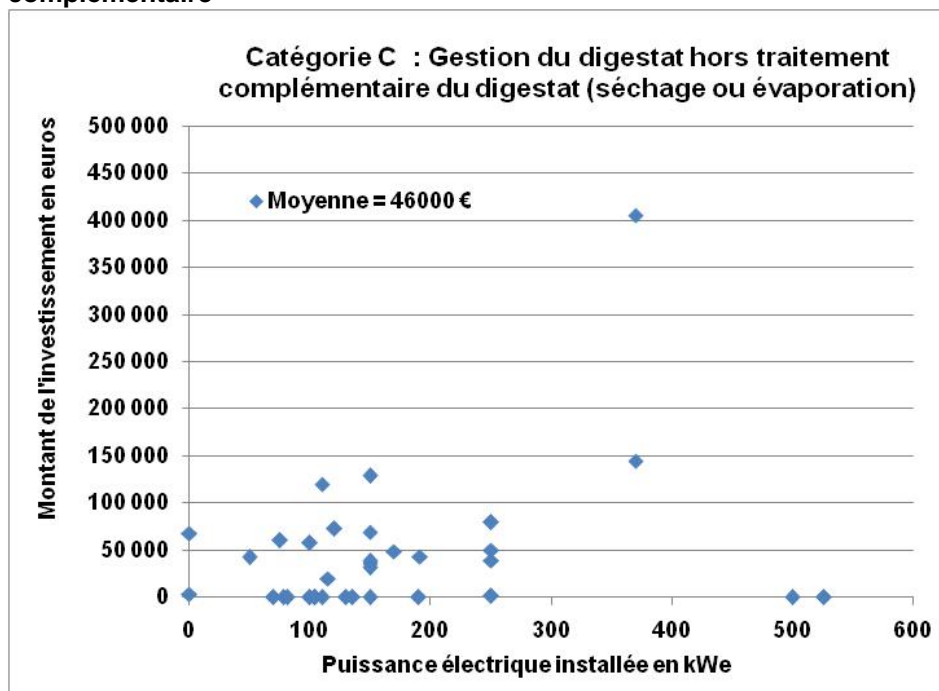


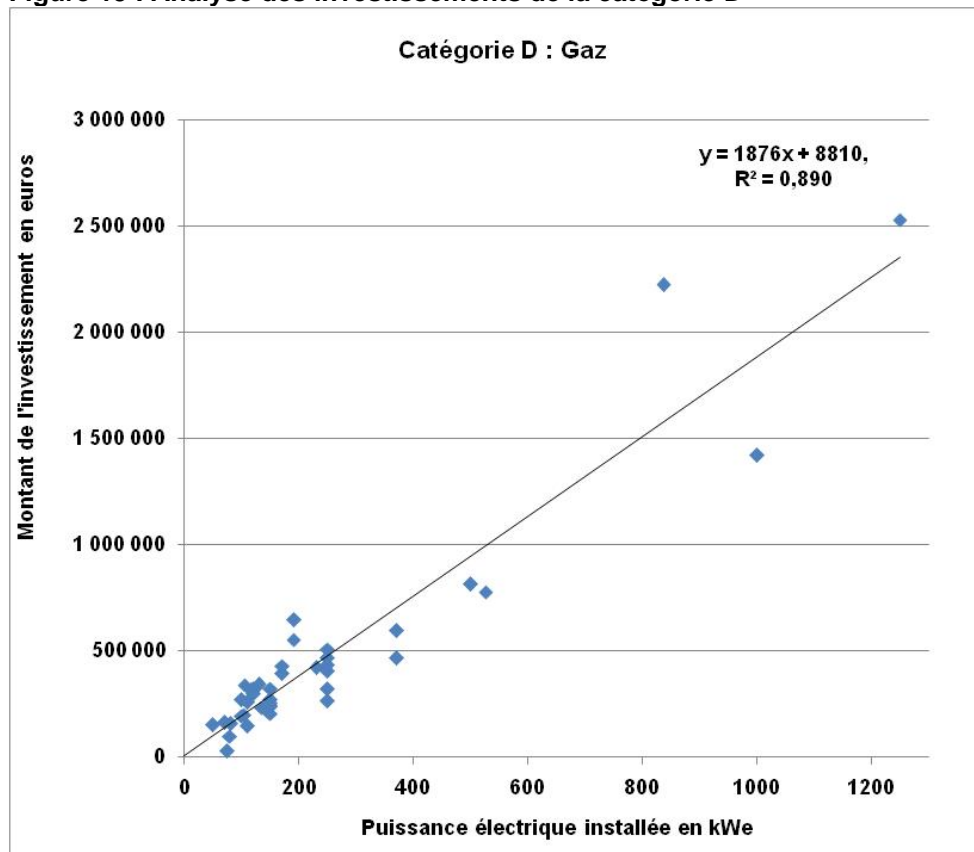
Figure 14 : Analyse des investissements de la catégorie C hors traitement complémentaire



2.3.1.4 Catégorie D : Valorisation du biogaz

Dans cette catégorie ne sont pris en compte uniquement les projets valorisant le biogaz dans des unités de cogénération.

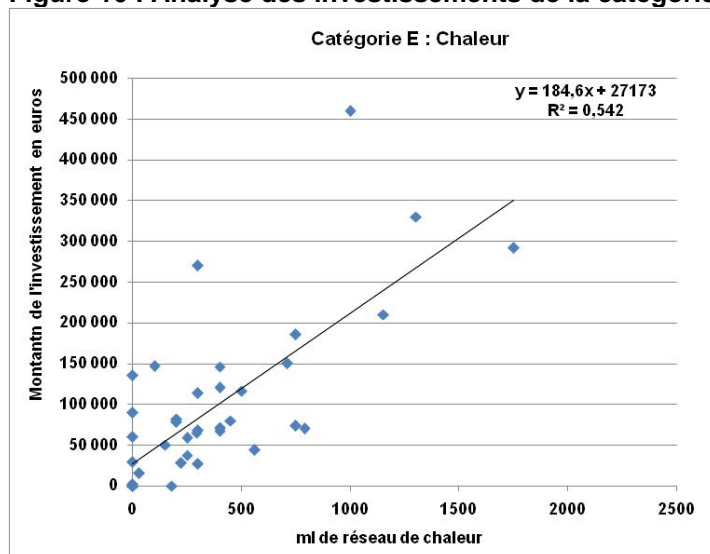
Figure 15 : Analyse des investissements de la catégorie D



L'investissement des équipements de valorisation du biogaz (unité de cogénération, canalisations biogaz, traitement du biogaz) est directement lié à la puissance électrique installée.

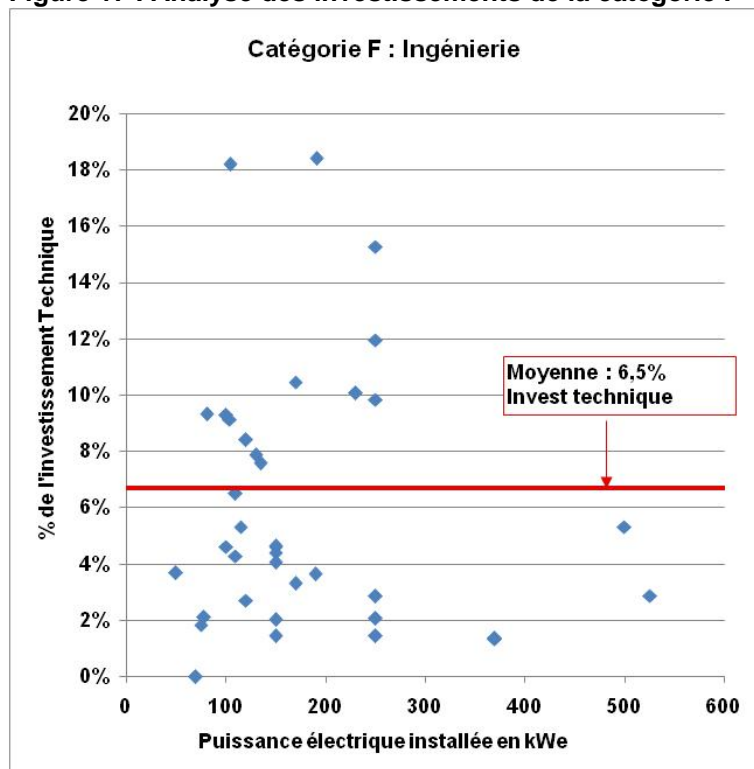
2.3.1.5 Catégorie E : Valorisation de la chaleur

Figure 16 : Analyse des investissements de la catégorie E



On observe une corrélation entre le linéaire de réseau de chaleur et l'investissement lié à la valorisation de la chaleur (réseau de chaleur, échangeurs, ballon de stockage d'eau chaude), sous la forme d'un terme fixe et d'un terme proportionnel à la longueur de la canalisation de transport d'eau chaude (entre le méthaniseur et les consommateurs de chaleur).

Figure 17 : Analyse des investissements de la catégorie F



Il n'y a pas de corrélation, notamment par rapport à la taille. Dans certains projets, les coûts liés aux études n'ont pas été estimés. En l'absence de corrélation, l'application d'un ratio sur l'investissement technique (catégories A+B+C+D+E+F) a été retenue. Il s'élève en moyenne à 6-7 % de l'investissement technique.

2.3.2 Modèle Investissement

La construction du modèle pour les investissements a pour objectif de comparer les projets, notamment avec les données allemandes.

En reprenant les différentes caractérisations des 6 catégories, l'investissement total est représenté par la somme des équations de chaque catégorie.

Il est fonction de la puissance électrique installée, de la longueur du réseau de chaleur installée et de la quantité de digestat à traiter.

Invest total = I technique x 1,065

Avec I technique = $5\,130 \times Pe + 200\,700 + 185 \times Rc + 27 \times Qd$

- Pe : puissance électrique installée (kWe)
- Rc : Longueur de réseau de chaleur (ml)
- Qd : Quantité de digestat à traiter (t/an)

Pour la suite de l'étude, les données d'investissement des filières non représentées dans l'échantillon, c'est-à-dire la filière valorisation de chaleur et injection de biométhane dans le réseau, **ont été estimées à partir de ratios issus de la bibliographie et des données constructeurs et appliqués à chaque projet**. Les modèles utilisés sont représentés sur les graphes suivants.

Figure 18 : Investissement Equipements de valorisation de la chaleur et réseau de chaleur (densité énergétique 2 MWh/ml)

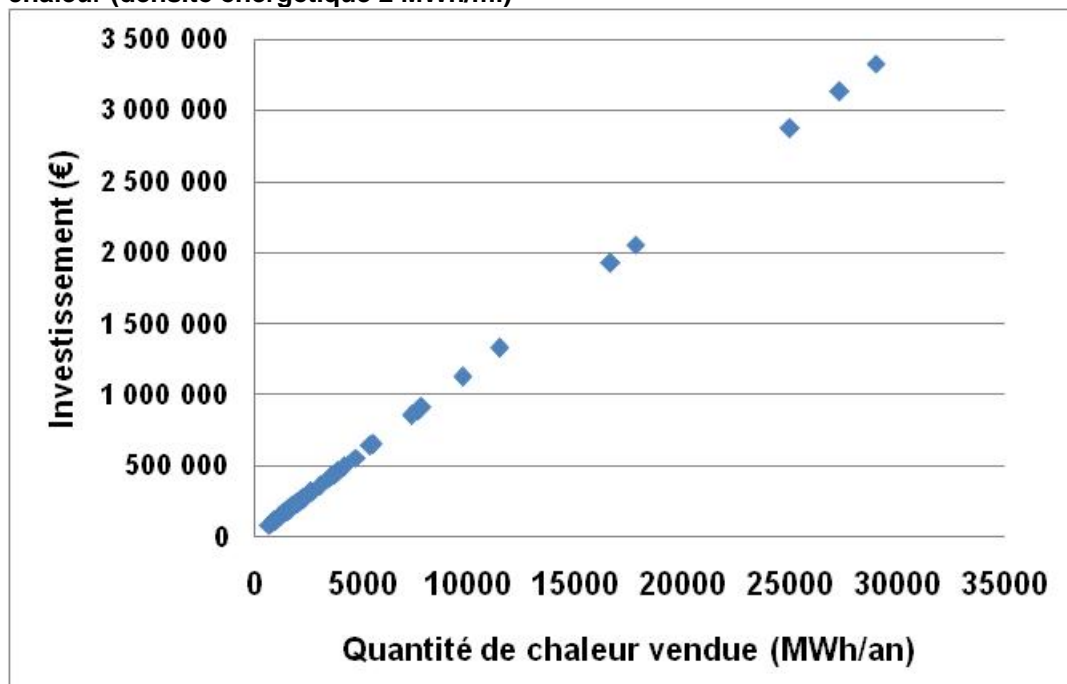
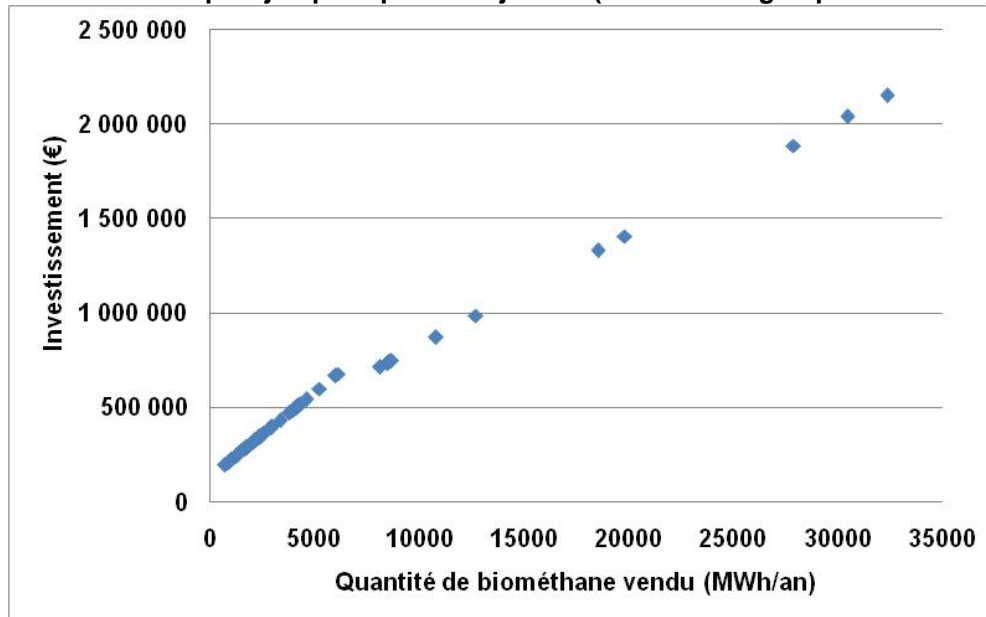


Figure 19 : Investissement Equipements de production et injection du biométhane et réseau de transport jusqu'au point d'injection (densité énergétique 2 MWh/ml)



2.4 Discussion sur l'évolution des investissements

2.4.1 Conséquences de l'application de la réglementation ICPE : rubrique 2781

La nouvelle rubrique ICPE, précise dans le Chapitre VI : Prévention de la pollution de l'eau, l'obligation de mise en œuvre d'un dispositif de rétention « éventuellement réalisé par talutage, d'un volume au moins égal au volume du contenu liquide de la plus grosse cuve, qui permet de retenir à l'intérieur du site le digestat ou les matières en cours de traitement en cas de débordement ou de perte d'étanchéité du digesteur ou de la cuve de stockage du digestat.

Pour les cuves enterrées, en cas d'impossibilité justifiée dans l'étude d'impact de mettre en place une cuvette de rétention, un dispositif de drainage est mis en place. Un réseau de surveillance permet de suivre l'impact des installations sur la qualité des eaux souterraines. L'arrêté préfectoral spécifie les paramètres à surveiller et la fréquence de leur contrôle. »

Plusieurs solutions techniques se présentent pour répondre à ces exigences. Dans le cadre de cette étude, nous proposons d'évaluer deux types de solutions :

- Une solution de rétention passive par étanchéification des zones autour des ouvrages de digestion et de stockage du digestat ceinturées par un muret, un système de pompage mobile.
- Un talutage autour des ouvrages de digestion et de stockage du digestat, un système de pompage mobile.

Dans chaque cas, une lagune avec géomembrane, dimensionnée pour stocker l'équivalent du plus gros volume liquide, est prévue dans cette estimation du surcoût d'investissement. Cette lagune n'est pas obligatoire dans le sens de l'arrêté. Toutefois, elle assure un exutoire dans le cas où l'évacuation des écoulements hors du site n'est pas possible (impossibilité d'épandage notamment).

Il est évident que le dispositif mis en œuvre est fortement dépendant du site et notamment du type de sol. Ainsi le surcoût évalué n'est qu'une indication, et correspond au cas moyen où l'étude de sol ne montre pas de handicaps importants (nappes phréatiques proches de la surface, sols peu stables, etc...).

Après intégration des différents éléments nécessaires pour les deux solutions envisagées (voir tableau ci-dessous), le surcoût s'élève à environ 6 % de l'investissement total initial. La lagune représente près de 70 % du surcoût. Sans la lagune, le surcoût s'élève à 2%.

Tableau 3 : Eléments nécessaires selon les 2 solutions envisagées pour le dispositif de rétention

Eléments nécessaires	Solution « bitume »	Solution « talutage »
portail	X	
bitume	X	
muret	X	
lagune	X	X
pompe mobile	X	X
talus		X
géomembrane		X

2.4.2 Comparaison avec les données allemandes

L'analyse des investissements issus des enquêtes (sites en fonctionnement et sites ayant fait l'objet de devis) montre que les coûts d'investissements des projets en France sont largement plus élevés que les coûts moyens observés en Allemagne (source : Etudes BGW-DVGW et FNR)¹.

Pour des projets, valorisant le biogaz par cogénération, l'investissement des projets en France est multiplié par **1,6 pour des projets de 100 kWe (soit 5 000 €/kWe), par 2 pour des projets de 500 kWe (soit 3 000 €/kWe) et par 2,3 pour des projets de 1 MWe (soit 2 600 €/kWe).**

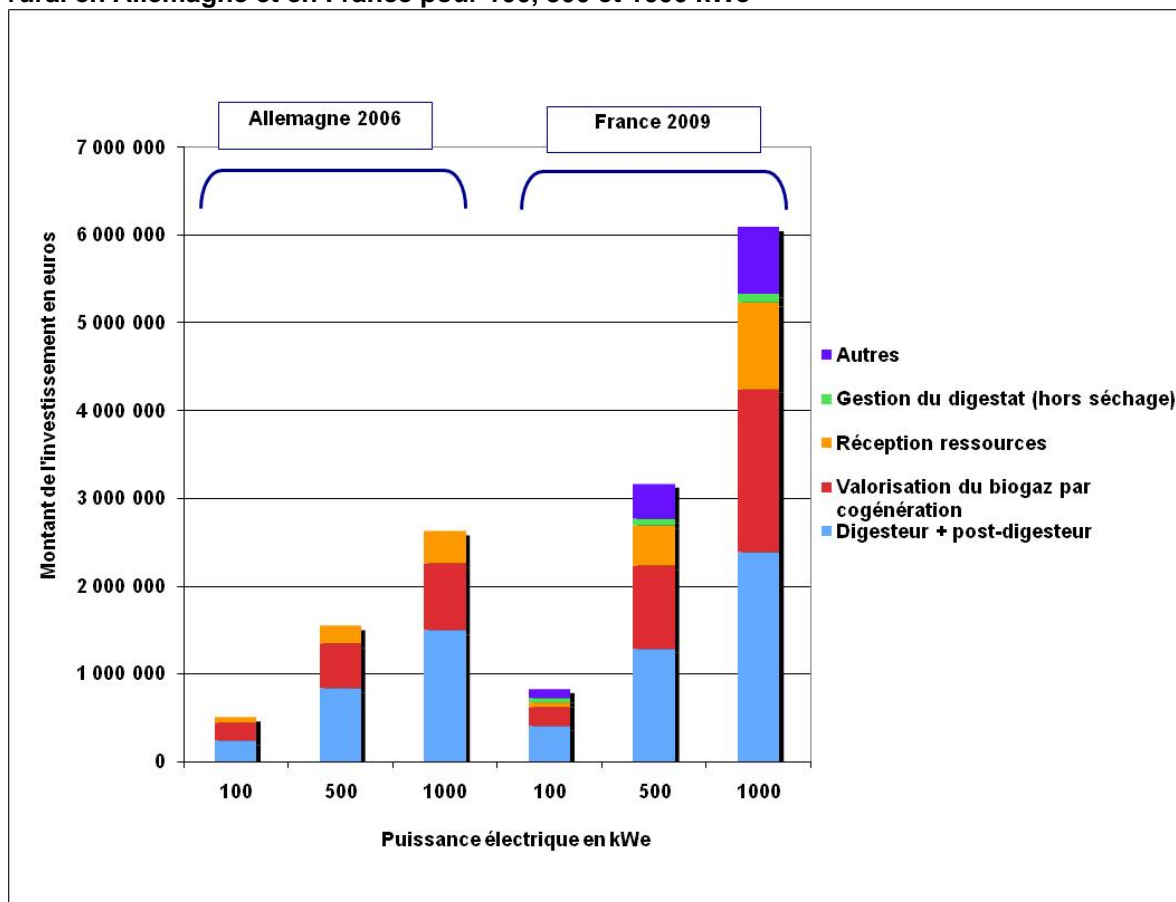
Ces décalages peuvent s'expliquer :

- Par le niveau de standardisation en Allemagne : le modèle développé depuis 2004 repose sur l'introduction de cultures énergétiques entraînant une certaine « standardisation » des projets du fait de l'homogénéité du type de substrats entrants. Les gammes proposées par les constructeurs sont souvent identiques, limitant le « cas par cas » générateurs de surcoûts.
- La maturité de la filière en Allemagne. La comparaison avec les coûts observés aux origines de la filière (années 90), n'est cependant pas possible du fait de l'absence de données homogènes : peu de données accessibles, grande diversité de projets, auto-construction, etc.
- Le surcoût du génie civil en France par rapport à l'Allemagne. En effet, on observe une différence de coûts d'investissement spécifique également sur des chaufferies bois énergie², et notamment sur le poste « génie civil » qui est 1,5 fois plus élevé sur les projets français que sur des projets allemands ou autrichiens sur des projets similaires. Etant donné que le génie civil représente environ 40 à 50 % des coûts d'une installation de méthanisation (méthaniseur, cuves de stockage, terrassement). Le surcoût du génie civil correspond à un surcoût de l'investissement total de 25 %
- L'exportation des technologies vers la France (ingénierie, matériel).

¹ BGW,DVGW 2005 "Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse" www.bgw.de et FNR 2006 "Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz" www.fnr.de

² Evolution des coûts d'investissement relatifs aux installations collectives Bois Energie (2000-2006), réalisée par Perdurance pour le compte de l'ADEME (2009)

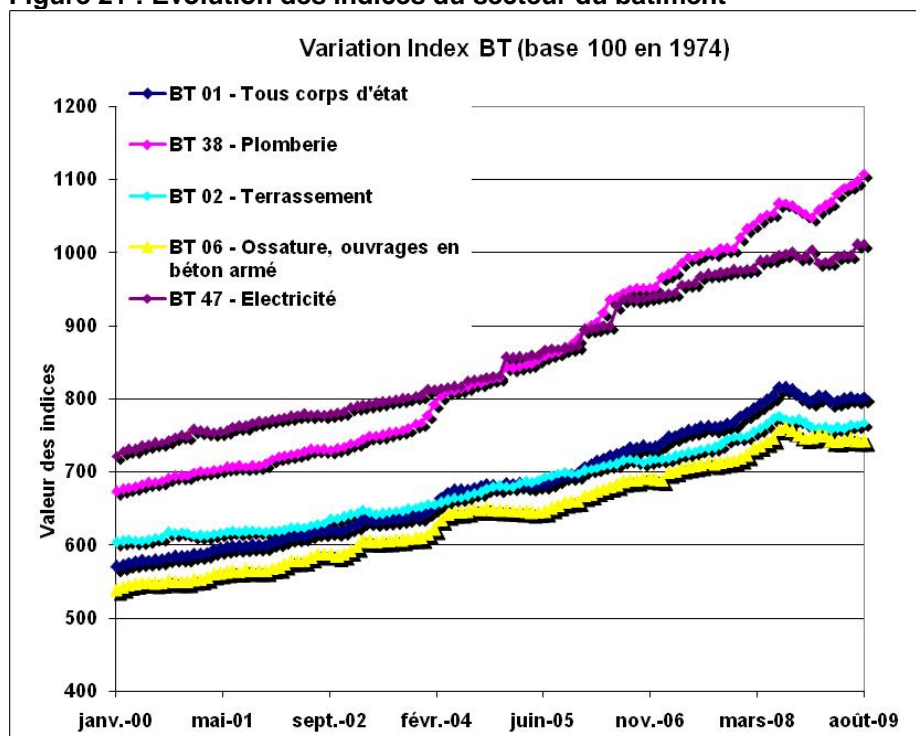
Figure 20 : Investissements totaux moyens des installations de méthanisation en milieu rural en Allemagne et en France pour 100, 500 et 1000 kWe



2.4.3 Evolution des investissements

Il est difficile d'anticiper l'évolution des coûts d'investissements d'une filière. Toutefois, l'investissement représentant plus de 40 % du coût de production de l'électricité (génération du biogaz brut + conversion en électricité) (en moyenne 65 % sur l'ensemble des sites), son influence n'est pas négligeable sur la rentabilité.

Le génie civil compte pour environ 30 % du coût complet de production de l'électricité. L'évolution des indices (voir figure ci-après) montre le ralentissement après une hausse continue depuis 2004.

Figure 21 : Evolution des indices du secteur du bâtiment

3 Analyse des produits et charges

3.1 Analyse des produits

Les produits représentent environ 20 % des investissements avec un écart-type de 8 %. Les résultats sont toutefois très dispersés, avec par exemple certains projets dont la redevance de traitement de déchets représente plus de 40 % de la totalité des produits (7 projets concernés).

Les recettes sont essentiellement liées à la vente d'électricité, qui représente près de 80 % en moyenne des produits totaux.

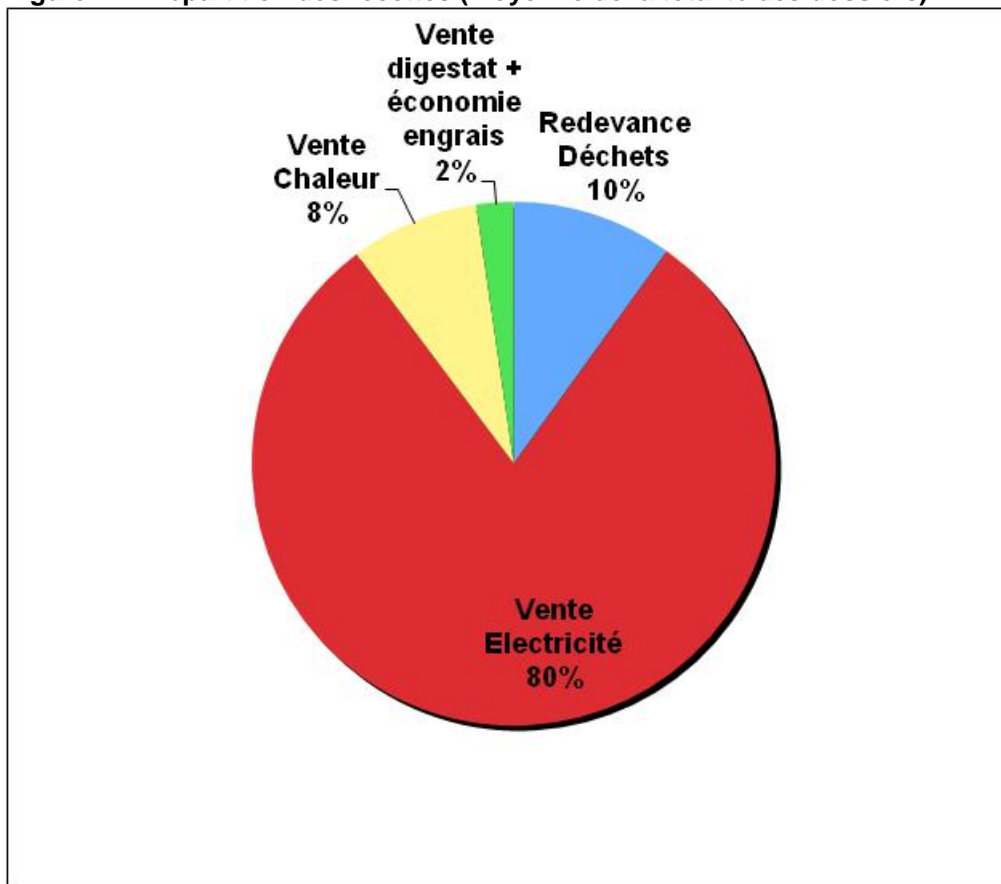
Toutefois, un tiers des dossiers vend le digestat ou intègre des économies d'engrais³ comme recettes. La moitié comptabilise les deux types de produits.

Enfin la quasi-totalité des sites valorisant la chaleur à l'extérieure perçoivent une recette. En moyenne, le tarif de vente de la chaleur est de 40 €/MWh.

Tableau 4 : Répartition des recettes

Produits (% sur le total des produits)	Totalité des dossiers	Ecart-Type	Minimum	Maximum
CA Redevance Déchets	11 %	15 %	0 %	48 %
CA Electricité	79 %	15 %	41 %	100 %
CA Vente chaleur	8 %	7 %	0 %	34 %
CA Vente digestat + Economie Engrais	2 %	4 %	0 %	14 %

³ Les économies d'engrais correspondent aux économies engendrées par l'utilisation du digestat liquide produit en substitution à un engrais minéral

Figure 22 : Répartition des recettes (moyenne de la totalité des dossiers)

3.2 Analyse des charges

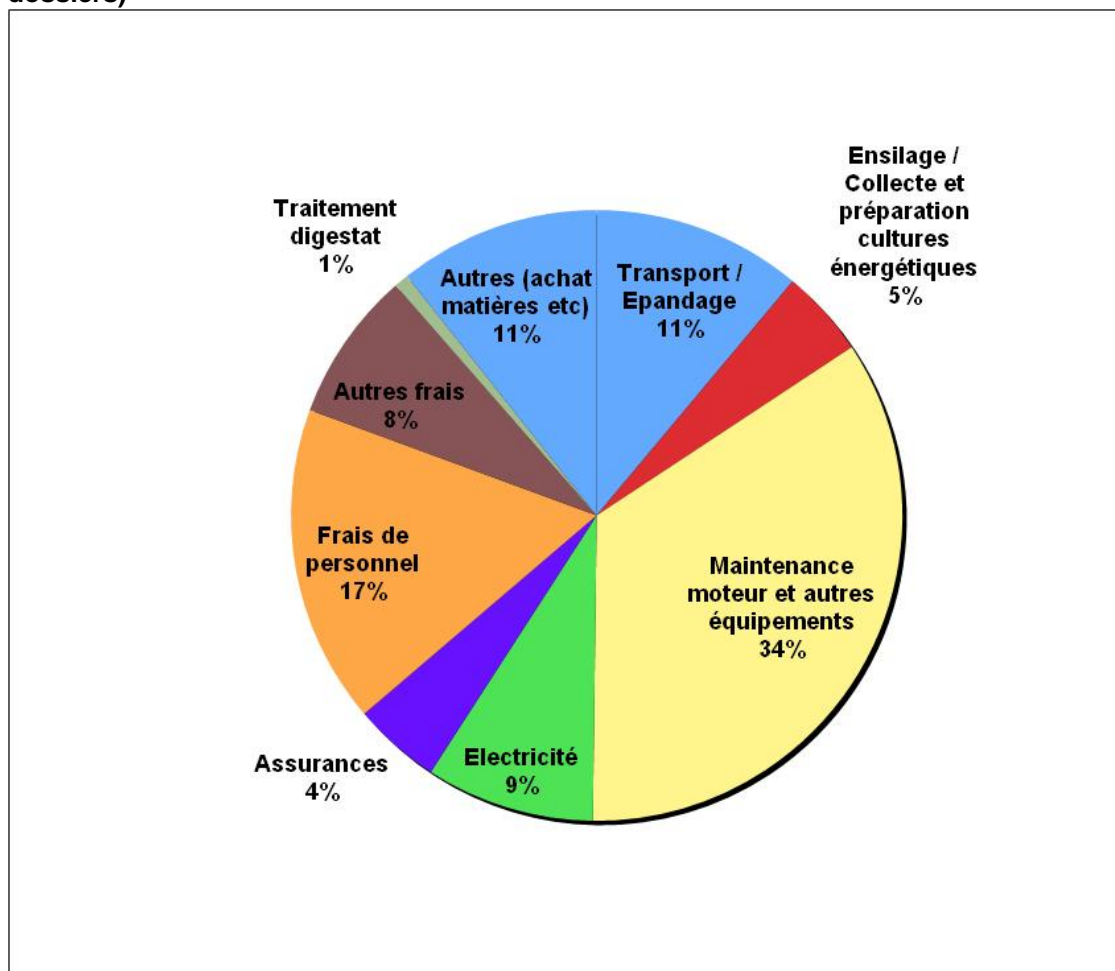
3.2.1 Répartition des charges

La maintenance des équipements, y compris le moteur, représente un tiers des charges annuelles d'exploitation. Viennent ensuite les frais de main d'œuvre (17 %), le transport des matières et l'épandage (11 %) ainsi que l'achat de l'électricité pour le fonctionnement de l'installation (9 %).

Tableau 5 : Répartition des charges d'exploitation

Postes Exploitation (% sur le total des charges)	Totalité des dossiers	Ecart-Type	Minimum	Maximum
Transport / Epandage	11 %	12 %	0 %	42 %
Ensilage / Collecte et préparation cultures énergétiques	4 %	8 %	0 %	34 %
Maintenance moteur et autres équipements	33 %	12 %	0 %	78 %
Electricité	9 %	6 %	0 %	35 %
Assurances	4 %	3 %	0 %	13 %
Frais de personnel	16 %	10 %	0 %	59 %
Autres frais	8 %	8 %	0 %	32 %
Traitement digestat	1 %	2 %	0 %	13 %
Autres (achat matières etc)	10 %	15 %	0 %	49 %

Figure 23 : Répartition des charges de fonctionnement (moyenne de la totalité des dossiers)



Ces proportions varient en fonction du type d'installation : incorporation de cultures énergétiques (de 5 % à 34 % des charges annuelles), du traitement du digestat (4 % à 13 % des charges annuelles).

3.2.2 Détail de quelques postes et ratios spécifiques retenus

3.2.2.1 Gestion du digestat

Concernant la gestion du digestat, près de la moitié des dossiers (19 ayant fait l'objet de devis, 8 dossiers études et 2 dossiers en fonctionnement) affectent un coût pour la gestion du digestat, les autres ne présentent pas de coût pour ce poste.

Tableau 6 : Répartition du type de valorisation du digestat

	Dossiers niveau "Etude"	Dossiers niveau "Devis"	Sites en fonctionnement	Totalité des dossiers
Unité de traitement du digestat	16 %	19 %	20 %	18 %
Matériel d'épandage	42 %	51 %	40 %	48 %
Pas de précision sur les coûts	42 %	30 %	40 %	34 %

3.2.2.2 Production de cultures énergétiques

Le coût moyen de production des cultures énergétiques (semis, travaux du sol, traitement, collecte, stockage) estimé sur ces différents dossiers est de 20 €/t de matière brute (fourchette de 10 à 50 €/t).

Rapporté à l'énergie produite, le coût de production s'élève à 19 €/MWh primaire, soit 55 €/MWhe (rendement électrique moyen de 35%). Ce coût de production se situe dans le même ordre de grandeur que ceux établis dans le cadre de l'étude « Méthanisation et utilisation de cultures énergétiques en co-digestion⁴ » mais reste toutefois inférieur à la moyenne estimée de 75-80 €/MWh électrique (suivant le rendement électrique retenu, respectivement 38 % et 35 %) comprenant des variations de 31 €/MWhe (sorgho biomasse) à 132 €/MWhe (ensilage de trèfle en dérobé).

3.2.2.3 Ratios spécifiques

Les ratios spécifiques liés aux charges de fonctionnement ont été évalués. Les principaux résultats moyens observés sont donnés dans le tableau ci-après.

Tableau 7 : Ratios spécifiques moyens pour différents postes d'exploitation

Postes Exploitation / Fonctionnement	Unités	Données moyennes
Transport des intrants	€/T	11
Epannage	€/T	3
Collecte et préparation cultures énergétiques	€/T	20
Ratio consommation de fuel pour le moteur (cas des moteurs dual Fuel cogé / élec vendue		14 %
Prix moyen d'achat du fuel	€/MWh	57
Consommation d'électricité méthanisation	% électricité vendue	7 %
Tarif d'achat moyen de l'électricité	€/MWh élec consommée	71
Maintenance moteur (prestation extérieure)	€/MWh élec vendue	18
Frais de personnel (conduite de l'unité : salaire brut et charges patronales)	€/MWh élec	14
Entretien Equipements hors moteur	% Invest	1,3 %
Assurances	% Invest	0,4 %

Deux postes, la main d'oeuvre et la maintenance du moteur (maintenance des autres équipements non compris), présentent des coûts annuels non directement proportionnelles à la taille, sans présenter toutefois de corrélation évidente (voir figures ci-après). En première analyse, l'utilisation des données moyennes peut suffire.

⁴ Méthanisation et utilisation de cultures énergétiques en co-digestion – Avantages/inconvénients et optimisation, Oreade-Breche, en partenariat avec l'APESA, pour l'ADEME, octobre 2009

Figure 24 : Coût spécifique de la main d'oeuvre en fonction de la taille de l'installation (ensemble des dossiers)

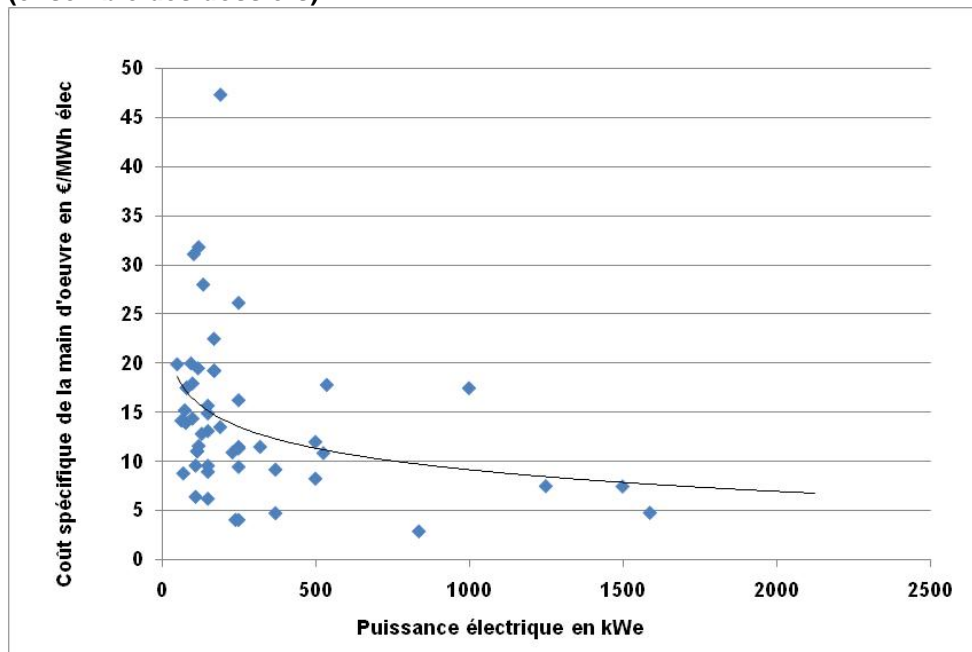
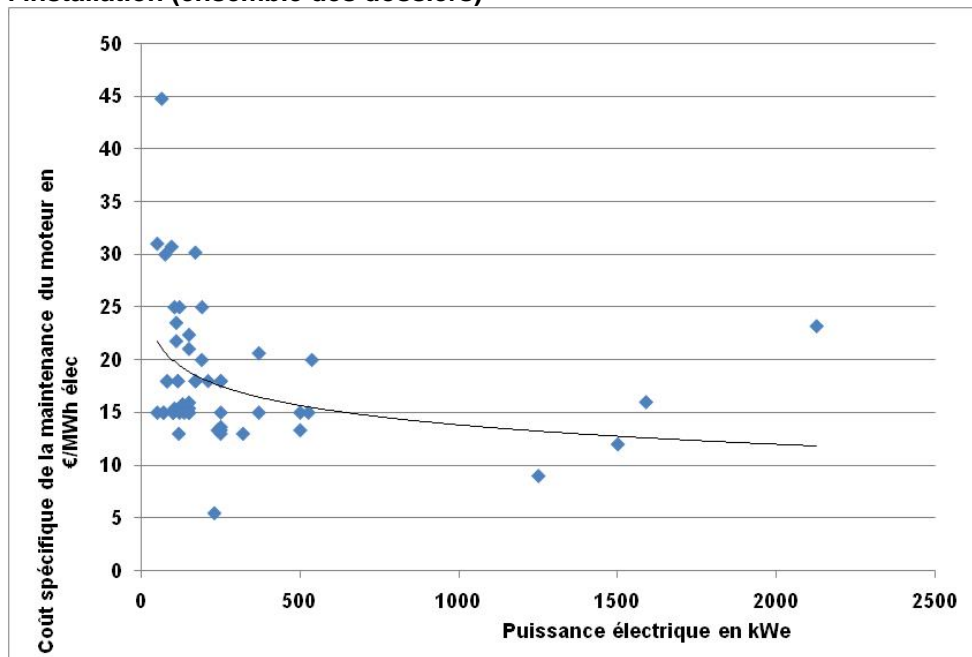


Figure 25 : Coût spécifique de la maintenance moteur en fonction de la taille de l'installation (ensemble des dossiers)



3.2.2.4 Modèles pour la production et la valorisation de la chaleur et du biométhane

Pour la suite de l'étude, les charges de production et de valorisation des filières non représentées dans l'échantillon, c'est-à-dire la filière vente de chaleur et injection de biométhane dans le réseau, **ont été estimées à partir de ratios issus de la bibliographie et des données constructeurs et appliqués à chaque projet**. Les modèles utilisés sont représentés sur les graphes suivants.

Figure 26 : Charges de production et de valorisation de la chaleur

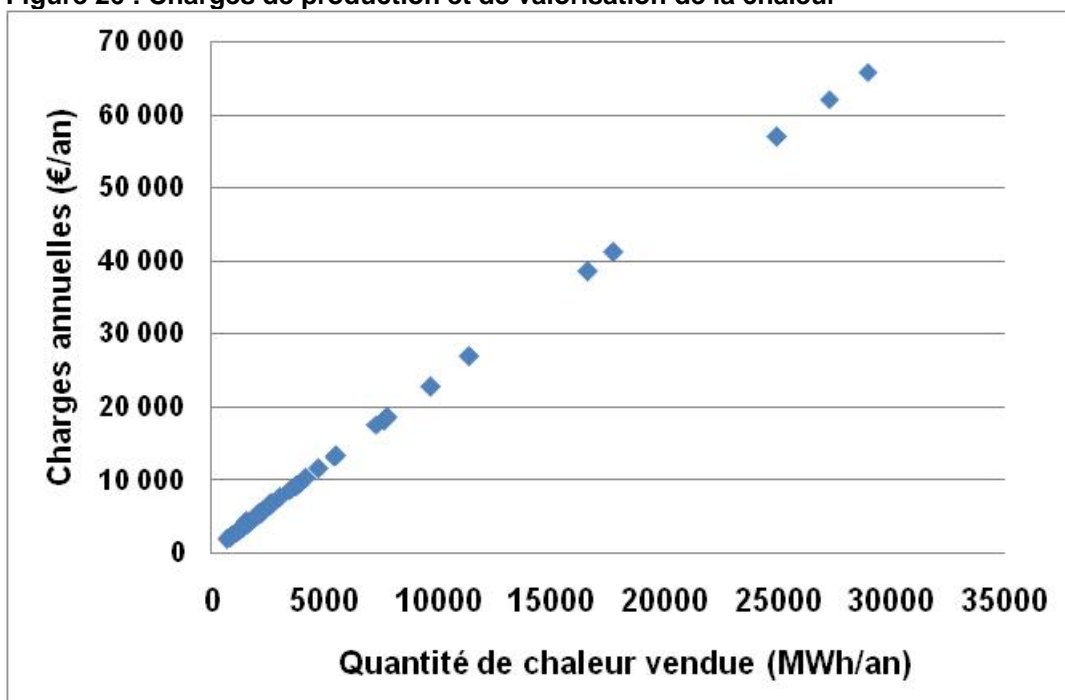
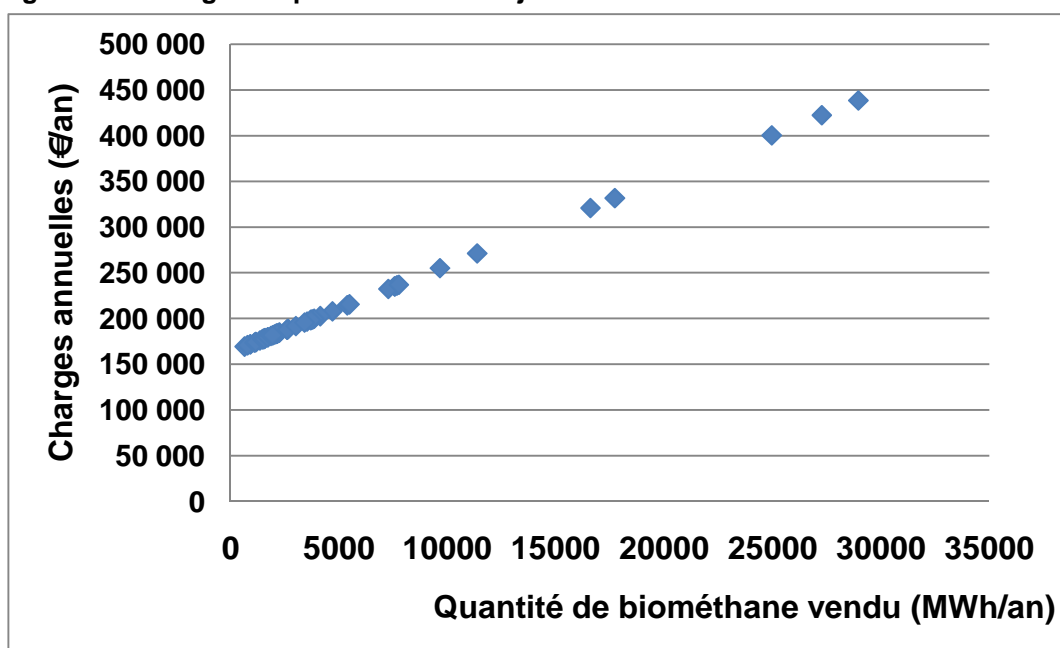


Figure 27 : Charges de production et d'injection du biométhane



4 Analyse de la rentabilité

L'analyse de la rentabilité des projets identifiés a été réalisée à partir des données d'enquêtes (investissements, charges et produits). L'objectif est de faire état de la rentabilité des projets afin de proposer des solutions de soutien à la filière permettant de rendre rentable un plus grand nombre de projets, sous des conditions définies d'un point de vue énergétique et économique.

4.1 Méthodologie

4.1.1 Méthode TEC

Nous avons utilisé la méthode TEC (taux d'enrichissement en Capital) décrite par Bernard CHABOT.

La méthode TEC s'appuie sur le résultat dégagé chaque année par un investissement (avant fiscalité, partage du résultat et remboursement du principal de la dette). Elle calcule la Valeur Actualisée Nette (VAN, actualisée en fonction d'un taux d'inflation défini par avance, dans notre étude, nous avons pris 1 %) sur une durée d'analyse de 15 ans.

Le TEC est le ratio entre la VAN et l'investissement initial.

Si le TEC est supérieur à 0,3, l'investissement est considéré comme rentable. Il apporte des recettes, et se couvre des risques éventuels.

Entre 0 et 0,3, l'investissement dégage des recettes, mais ne prend pas en compte le risque (situation défensive). Inférieur à 0, l'investissement génère des déficits.

Nous avons poussé l'analyse jusqu'au TRI (Taux de Rentabilité Interne) et indiqué également l'indicateur TRB (temps de retour brut sur investissement).

Ces indicateurs sont liés entre eux.

$TEC = VAN / Investissement$

Avec

- $VAN = - Investissement + \text{Cash flow} / \text{Coefficient d'actualisation}$
- $\text{Cash Flow} = \text{Recettes} - \text{Produits}$
- $\text{Coefficient d'actualisation} = \text{Taux d'actualisation} / (1 - (1 + \text{Taux d'actualisation})^{- \text{durée d'observation}})$
- $\text{Taux d'actualisation} = (\text{Taux d'intérêt} - \text{Taux d'inflation}) / (1 + \text{Taux d'inflation})$

$TRB : Investissement / \text{Cash flow}$, exprimé en nombre d'années

Le TRI est fonction de la durée d'observation économique, de l'investissement et du cash flow.

Le TRI ou Taux de Rentabilité Interne exprime que la somme actualisée des recettes générées par l'investissement équilibre le total des valeurs actuelles de l'investissement lui-même. C'est donc le taux auquel il faut actualiser les recettes annuelles de l'investissement pour que la somme actualisée de ces recettes soit égale au capital investi.

Ce taux peut alors être comparé à d'autres taux financiers (autres investissements, placements bancaires, ...) comme aide à la décision. Ainsi, lors de la comparaison entre deux ou plusieurs projets, le critère du TRI conduit à préférer celui dont le TRI est le plus élevé.

4.1.2 Hypothèses retenues

Hypothèses communes à tous les dossiers		
Durée d'observation économique	15	ans
Taux intérêt emprunt pondéré	5,00 %	
Taux rémunération fonds propres	5,00 %	
Taux intérêts court terme	6,00 %	
Taux inflation	1,00 %	
Part de fonds propres	20,00 %	
Taux intérêts moyen	5,00 %	
Taux d'actualisation réel	3,96 %	
Coefficient d'actualisation (Ka (t,n))	0,08969	
Taux de retour brut limite	11,15	ans
Hypothèses gros entretien		
Valeur brute remplacement moteur (Investissement Poste Cogénération / Investissement total)	15 %	
Année de remplacement	8	
Valeur remplacement actualisée	13,85 %	
Rendement Elec Cogé Hypothèse classique	35 %	
Rendement Therm Cogé Hypothèse classique	44 %	
Nb heures fonctionnement	7500	
PCI méthane	9,95	kWh/m3

4.1.3 Objectif de rentabilité

L'objectif de rentabilité fixé dans cette étude est à un TEC = 0,5, correspondant à un temps de retour brut sur investissement de 7 ans.

Cette hypothèse est basée sur le retour de terrain observé sur les sites actuellement en fonctionnement pour lesquels le TRB est de l'ordre de 7-8 ans avec subvention.

Tableau 8 : Indicateurs de rentabilité

TRB	TEC – 100 % dès 1 ^{ère} année	TRI - 100% dès 1 ^{ère} année	TRI - montée en puissance
9	0,3	9,0 %	7,5 %
8	0,4	10,0 %	8,5 %
7	0,5	11,0 %	9,5 %

4.2 Rentabilité hors subvention

4.2.1 Analyse brute des taux de rentabilité

La rentabilité des sites observés est basée sur la vente de l'électricité sur le réseau. Ainsi, l'analyse de la rentabilité a été réalisée prioritairement sur ce paramètre.

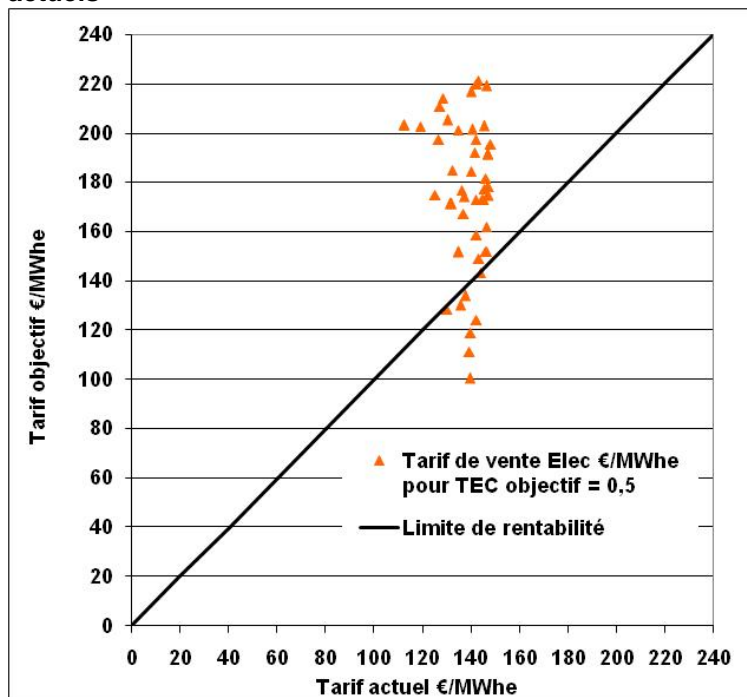
L'analyse porte donc sur la comparaison entre le tarif d'achat actuel et le tarif d'achat qu'il faudrait avoir pour atteindre la rentabilité (hypothèse de l'étude objectif de rentabilité TEC = 0,5).

Cette comparaison est représentée sur le diagramme ci-dessous qui présente l'état actuel des projets viables. En effet, ce graphique permet de visualiser le nombre de projets viables dans les conditions proposés dans cette étude, c'est-à-dire pour un TEC de 0,5 soit un temps de retour brut sur investissement de 7 ans.

En abscisse est donné le tarif actuel, en ordonnée, le tarif nécessaire pour obtenir la rentabilité. La diagonale représente la limite de rentabilité :

- Les points situés en-dessous de la diagonale sont viables avec le tarif actuel.
- Les points situés au-dessus de la diagonale ne sont pas viables avec le tarif actuel.
- La lecture du tarif sur l'axe des ordonnées indique le tarif pour lequel le projet est viable.

Figure 28 : Tarif de vente pour un objectif de rentabilité TEC = 0,5 par rapport aux tarifs actuels



Aux conditions actuelles, 16 % des dossiers sont rentables selon l'objectif de TEC = 0,5.

4.2.2 Analyse en composante principale – Incidence des différents paramètres

Le nombre de facteurs déterminants pour un projet de méthanisation est très important. Afin de mettre en évidence les critères les plus importants nous avons procédé à une Analyse en composantes principales (ACP).

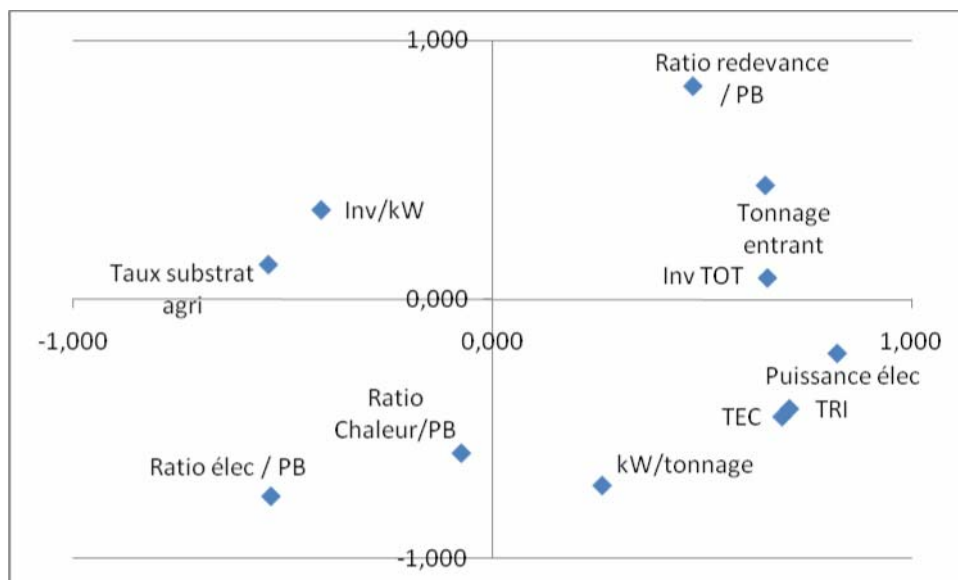
L'analyse en composantes principales (ACP) sert à mettre en évidence des similarités ou des oppositions entre variables et à repérer les variables les plus corrélées entre elles.

En ACP normée, les variables projetées sur chaque plan factoriel se trouvent à l'intérieur d'un cercle de rayon unité. Plus une variable est projetée vers le bord du cercle, mieux elle est représentée. Par ailleurs, deux variables bien représentées et proches l'une de l'autre sont corrélées positivement tandis que deux variables qui s'opposent sont corrélées négativement. Une orthogonalité entre deux variables traduit l'absence de corrélation.

Nous avons analysé les éléments suivants :

- Investissement total (€)
- Tonnage entrant (T)
- Taux substrat agri (%)
- Puissance électrique (kWe)
- Potentiel Méthanogène (kW / T)
- Ratio CA Electricité/Produit Brut (%)
- Ratio CA Vente chaleur/Produit Brut (%)
- Ratio CA Redevance Déchets / Produit Brut (%)
- TEC avant subvention
- TRI avant subvention
- Coût unitaire Investissement total/kWe

Le résultat de l'ACP donne le graphique suivant :



Par ordre de corrélation décroissante, on constate que les facteurs les plus corrélés au TEC ou au TRI (qui sont très proches, l'un de l'autre) sont :

- La puissance électrique totale
- L'investissement total
- Le tonnage total entrant
- Le pouvoir méthanogène (kW/T)
- Le ratio Vente Chaleur / CA total

Les autres ratios de CA sont assez éloignés.

Le taux de substrat agricole contribue « négativement » (plus il est élevé, plus le TEC est faible), mais la corrélation n'est pas aussi nette que les autres facteurs.

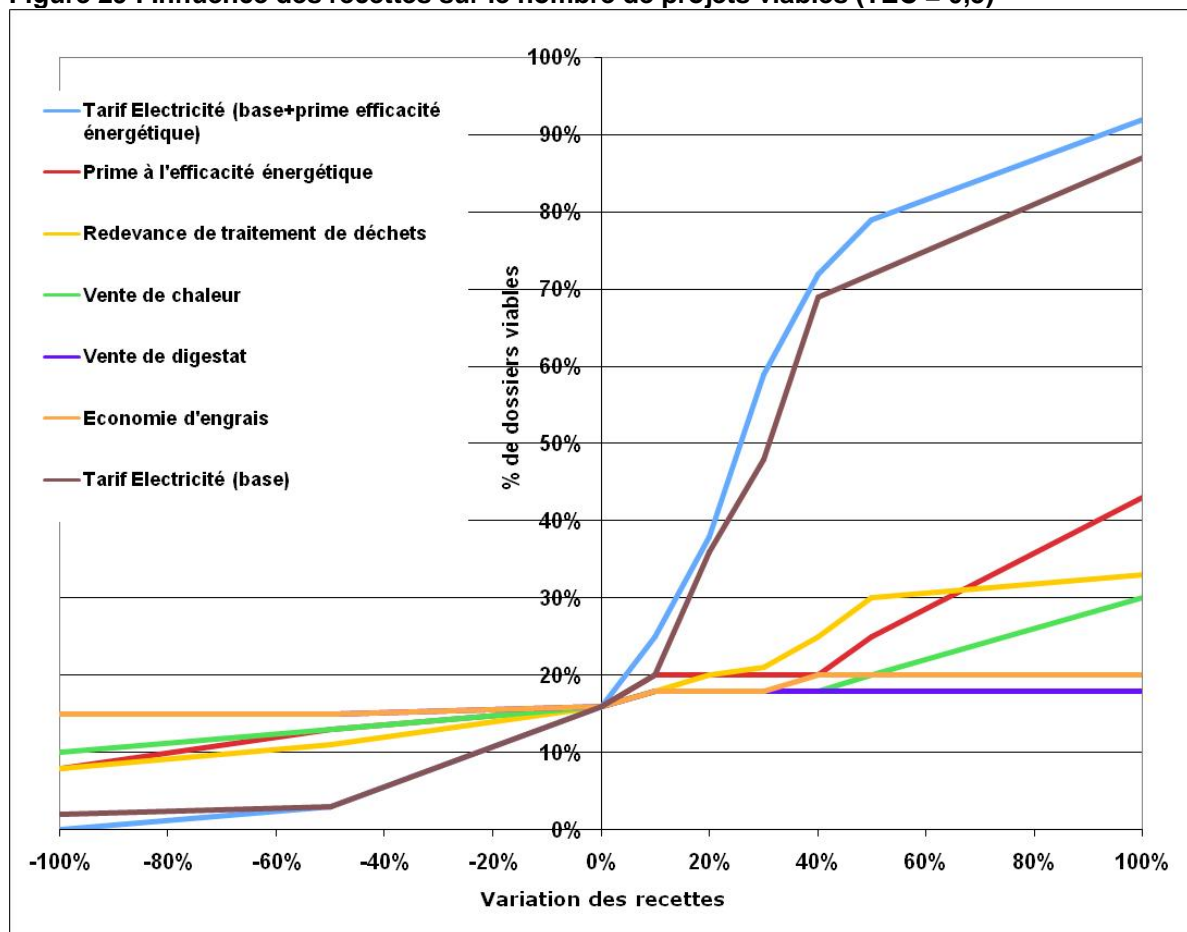
L'investissement unitaire (€/kW) est dans l'axe du TEC, ce qui signifie sa contribution « à l'inverse », mais il est assez proche de 0, ce qui ne permet pas de la considérer en tête de liste.

Afin de mesurer l'impact des différents produits, l'analyse de la sensibilité de chaque produit a été réalisée sur une plage variant de -100 % à + 100 % par rapport aux éléments actuels donnés dans chaque dossier.

Ainsi, le graphique suivant montre le nombre de dossiers viables, pour un TEC objectif de 0,5 pour une variation de chaque produit :

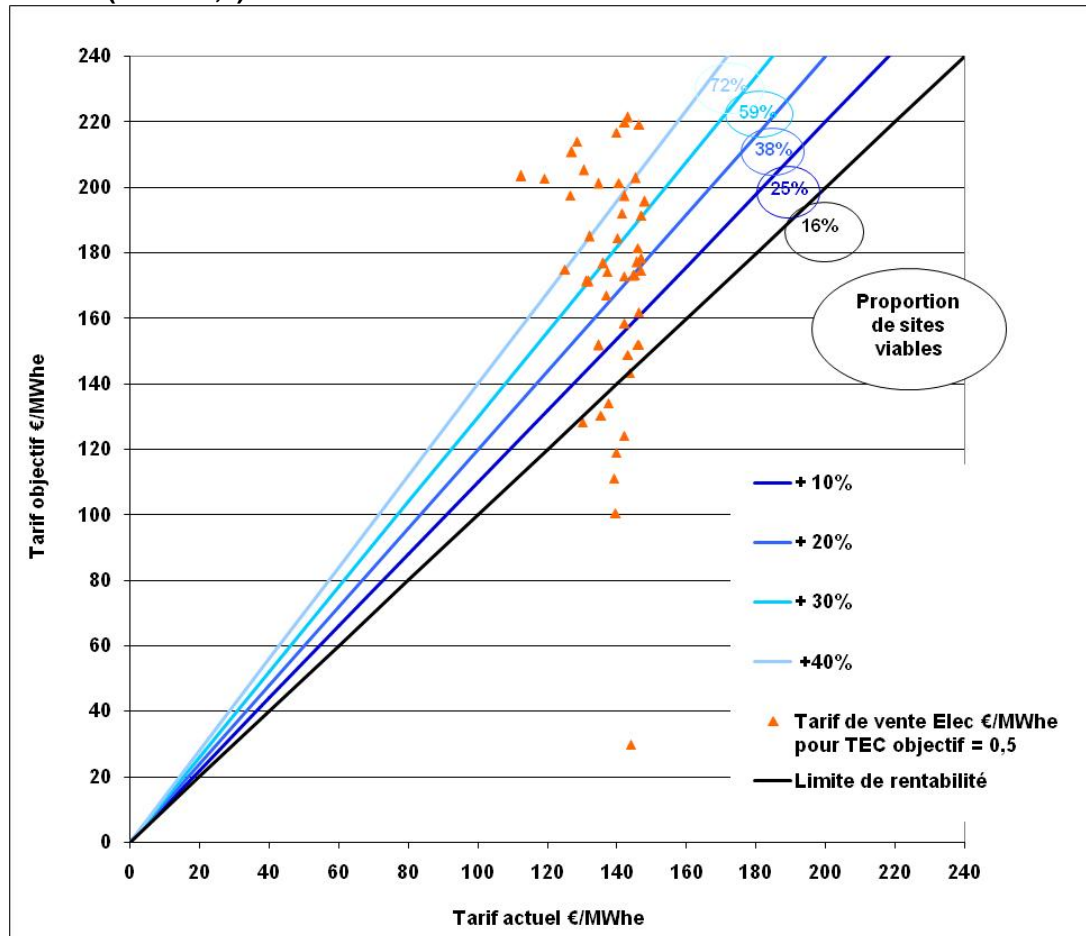
- Variation du tarif total d'achat de l'électricité (base + prime efficacité)
- Variation de la prime à l'efficacité énergétique
- Variation de la redevance de traitement de déchets
- Variation du prix de vente de la chaleur
- Variation du prix de vente du digestat
- Variation des économies d'engrais

Figure 29 : Influence des recettes sur le nombre de projets viables (TEC = 0,5)



Le facteur influençant le plus grand nombre de projets est évidemment le tarif d'achat de l'électricité, principalement le tarif de base. En effet, l'augmentation de 30 % du tarif permet de rendre viables 60 % des projets.

Figure 30 : Impact de l'augmentation du tarif de l'électricité sur le nombre de projets viables (TEC = 0,5)



Toutefois, l'augmentation seule de la prime à l'efficacité énergétique permet également de rendre un nombre important de projets (45 % pour un doublement de la prime). L'absence de cette prime permet seulement à 10 % des projets d'être viables.

Concernant la redevance de traitement de déchets, moins de la moitié des dossiers perçoivent une recette annuelle. En l'absence de redevance de traitement, seuls moins de 10 % des sites sont viables. En doublant cette redevance, 60 % des sites percevant une redevance atteignent la rentabilité attendue. L'influence de ce paramètre est moins marquée que la prime énergétique montrant que la majorité des projets ne basent pas leur rentabilité sur ces recettes.

Les économies d'engrais et la vente de digestat ne concernent que quelques projets qui se basent sur ces recettes pour être rentables.

La vente de chaleur touche plus de 80 % des projets. Son influence est significative uniquement à partir d'une augmentation de +50 % du prix de vente. Comme pour la prime à l'efficacité énergétique et la redevance de traitement de déchets, seuls 10 % restent viables en l'absence de recettes liées à la vente de chaleur.

4.3 Rentabilité avec subvention

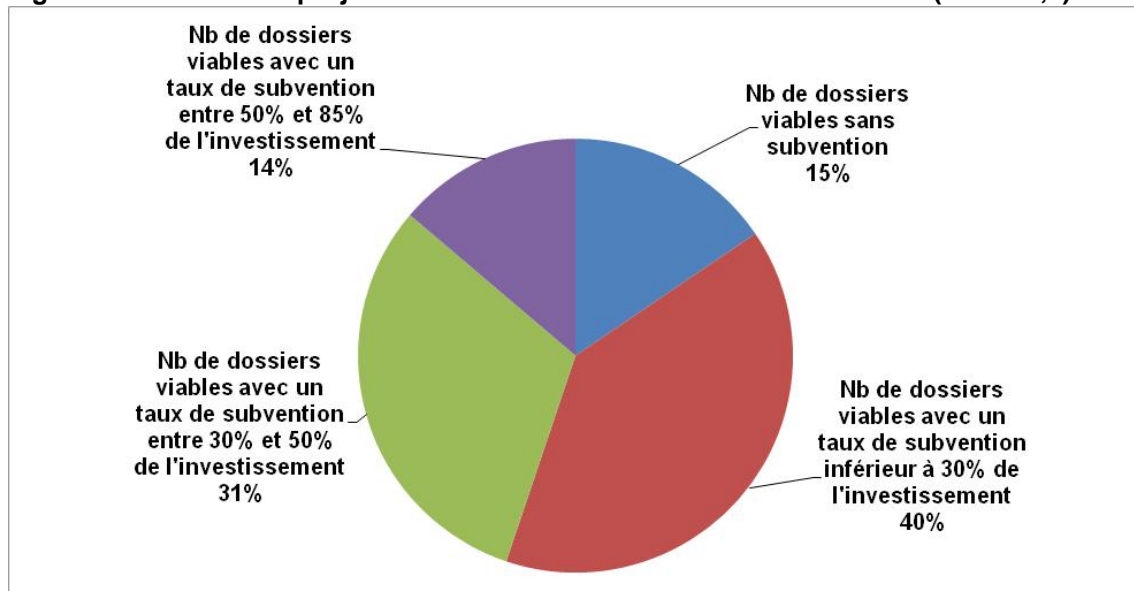
4.3.1 Influence des subventions

La comptabilisation des subventions accordées (sites en fonctionnement) ou demandées (cas des projets ayant fait l'objet de devis ou d'étude) fait passer le nombre de dossiers viables de 16 % à 34 % pour un objectif de rentabilité $TEC = 0,5$.

En appliquant le taux d'aide nécessaire à chaque dossier pour atteindre la rentabilité objectif ($TEC = 0,5$), un peu plus de la moitié des dossiers seraient viables avec un taux d'aide pouvant aller jusqu'à 30% dans les conditions actuelles. Près d'un tiers des dossiers nécessitent entre 30% et 50% d'aides à l'investissement pour assurer leur viabilité économique.

Enfin, en moyenne, le taux d'aide permettant d'atteindre la rentabilité de l'ensemble des dossiers étudiés est de 30%.

Figure 31 : Nombre de projets viables en fonction du taux de subvention ($TEC = 0,5$)



4.3.2 Notion de surcompensation

La notion de surcompensation est définie par le fait que l'aide accordée soit supérieure à l'aide nécessaire pour atteindre la rentabilité. 65% des dossiers ayant demandé ou obtenu des subventions sont dans ce cas.

L'aide demandée ou obtenue peut être jusqu'à 3 fois plus élevée que l'aide effectivement nécessaire sur certains dossiers. Il s'agit de cas extrêmes puisque pour deux tiers des dossiers ayant fait l'objet d'une demande ou d'un accord de subvention, le taux de subvention est inférieur à 40% de l'investissement.

C'est le cas notamment pour les sites en fonctionnement (3 sites sur 5 en fonctionnement présentent des subventions supérieures aux aides nécessaires), avec 2 cas extrêmes pour lesquels on observe :

- Des investissements faibles (3 000 à 5 000 €/kWe pour des petites puissances)
- Des charges de fonctionnement estimées faibles
- Une forte dépendance aux déchets

Pour les sites ayant fait l'objet de devis, dans un tiers des cas, les subventions demandées, essentiellement dans le cadre du PPE, dépassent les aides nécessaires à la viabilité du projet. Tous les cas présentent une forte dépendance aux redevances de traitement de déchets et/ou à la vente de chaleur.

Par ailleurs, les demandes ont certainement été surévaluées dans certains pour le dépôt de dossier pour pouvoir prétendre à un taux « raisonnable » de subvention.

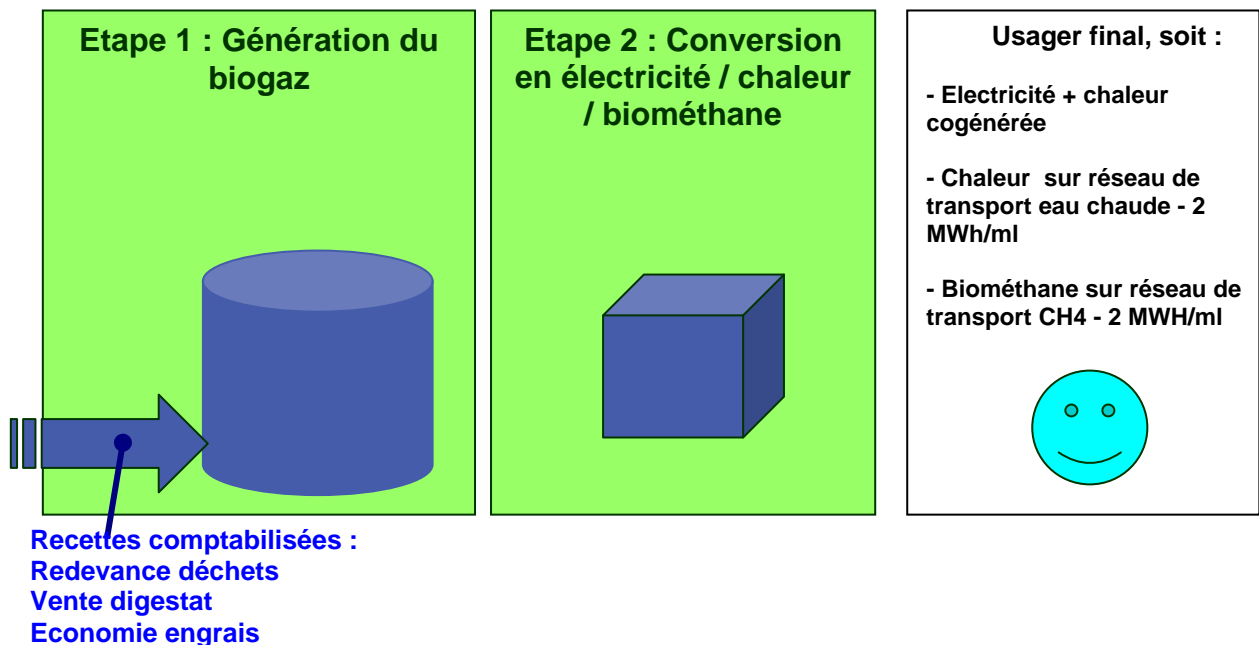
5 Coût de production et tarif de vente de l'électricité, de la chaleur et du gaz

5.1 Méthodologie

La méthode proposée ici est d'identifier les coûts à chaque étape de génération de l'énergie, des matières entrantes en méthanisation jusqu'à l'obtention de l'énergie finale utilisée par l'usager.

Nous identifions deux étapes :

- Etape 1 : Génération du biogaz : génération du biogaz à partir des matières entrantes
- Etape 2 : Conversion en énergie finale et livraison à l'utilisateur : transformation du biogaz brut en énergie finale : électricité et chaleur cogénérée ou chaleur (eau chaude à 90°C) ou biométhane



Ces différents coûts sont calculés à partir des données d'enquêtes et de ratios selon le type d'énergie finale obtenue.

Ils comprennent :

- L'investissement. Celui-ci est soit issu des enquêtes, soit estimé à partir de ratio (filrière chaleur et biométhane), s'y ajoute les investissements supplémentaires nécessaires pour l'application de la rubrique 2781 des ICPE.
- Les charges
- Les produits non liés à la vente d'énergie

Le coût de production (coût de génération du biogaz brut et coût de conversion en énergie finale) se décompose suivant la formule :

Coût de production = (annuité- produits+ charge)/ Energie primaire

Avec Energie primaire : énergie présente dans le biogaz en MWh PCI

Le coût de production présenté pour chaque filière ne prend pas en compte la rentabilité du projet.

Cette notion est intégrée dans le « Tarif de vente ». Ce tarif est rapporté à l'énergie finale produite (électricité, chaleur et biométhane) est calculé pour assurer la viabilité du projet, c'est-à-dire pour obtenir une rentabilité telle que $TEC = 0,5$. Il intègre la génération du biogaz brut et la conversion en énergie finale.

5.2 Génération du biogaz brut

Le coût de génération du biogaz brut a été estimé à partir des données d'enquêtes collectées.

Annuités :

Investissement total hors investissement lié à l'unité de cogénération, (issu des données d'enquêtes + surplus liés aux investissements supplémentaires liés à la rubrique 2781 des ICPE)

Conditions de financement : 5% d'intérêt, 15 ans

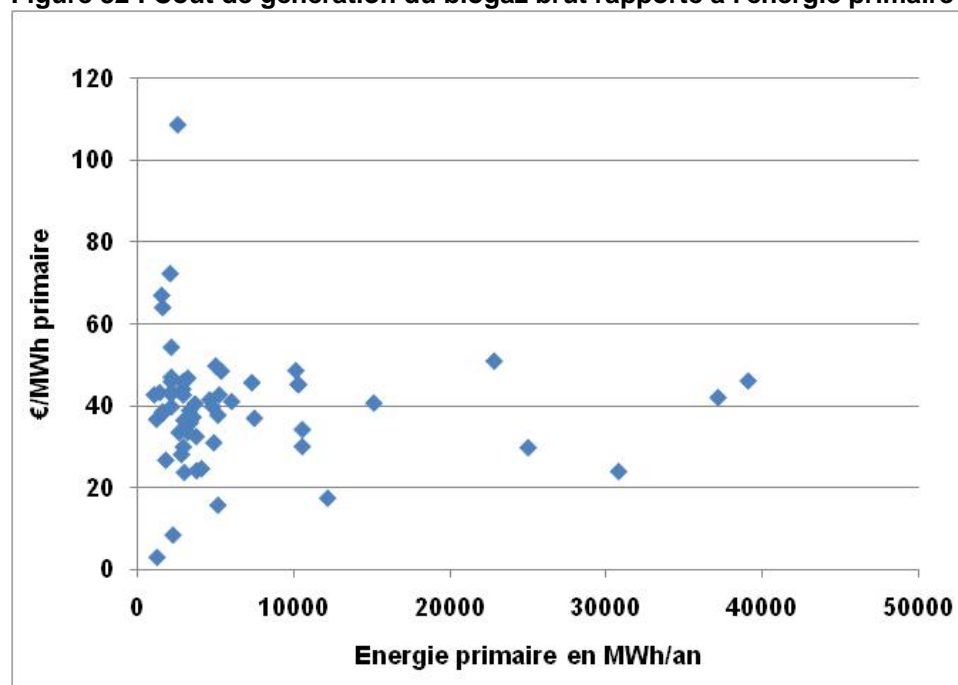
Charges :

- Equipements : maintenance des équipements (hors unités de valorisation du biogaz)
- Consommables : électricité, fioul,
- Personnel et autres : suivi, main d'œuvre, assurances
- Achat ou coûts de production des matières premières, transport ; ensilage, collecte et épandage

Produits :

- Redevance de traitement de déchets
- Vente de digestat
- Economies d'engrais

Figure 32 : Coût de génération du biogaz brut rapporté à l'énergie primaire



Les trois quart des dossiers étudiés présentent un coût de génération du biogaz compris entre 25 et 50 €/MWh primaire, avec une moyenne de 37 €/MWh primaire sur l'ensemble des dossiers. On observe une forte disparité pour les sites de petite taille (< 5000 MWh/an, équivalent à 250 kWe).

5.3 Conversion en électricité

Le coût de génération de l'électricité se décompose selon les postes suivants :

Annuités :

Investissement Cogénérateur et périphérique et Réseau de chaleur (issus des données d'enquêtes)

Conditions de financement : 5 % d'intérêt, 15 ans

Charges :

Equipements : maintenance du cogénérateur, du réseau de chaleur

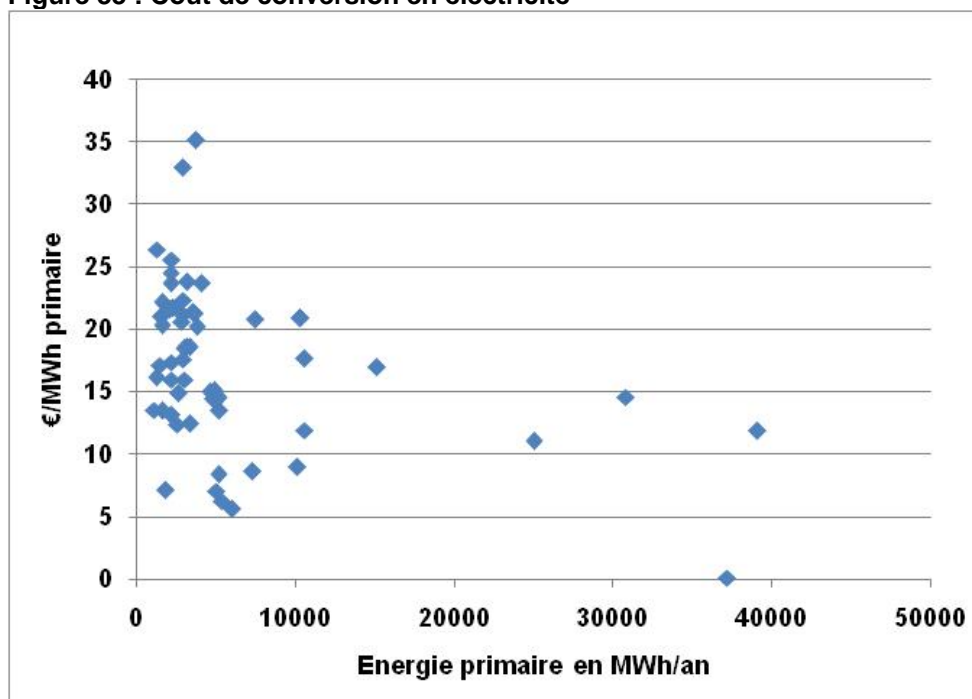
Consommables : électricité, fioul

Personnel et autres : suivi, main d'œuvre

Produits :

Vente de chaleur

Figure 33 : Coût de conversion en électricité



Le coût de conversion en électricité présente de fortes disparités liés à deux paramètres : la taille de l'installation et les recettes liées à la vente de la chaleur cogénérée.

Ainsi, les projets ayant une importante recette liée à la vente de chaleur cogénérée, présentent des coûts de conversion très bas (nul voir négatifs pour certains).

5.4 Conversion en chaleur

Hypothèses :

- Vente d'eau chaude livrée à un utilisateur
- Canalisations de transport d'eau chaude. La longueur de la canalisation est dépendante de la densité énergétique. Dans cette étude, nous prendrons comme hypothèse que la densité énergétique pour la vente de la totalité de l'énergie thermique disponible sur chaque projet est de 2 MWh/ml.
- Valorisation en continu sur l'année entière – pas de ballon de stockage d'eau chaude prévue
- Rendement de la chaudière : 85 %

Le coût de génération de la chaleur comprend les postes suivants :

Annuités :

Investissements, estimés à partir de ratios et appliqués aux données d'enquêtes, composés :

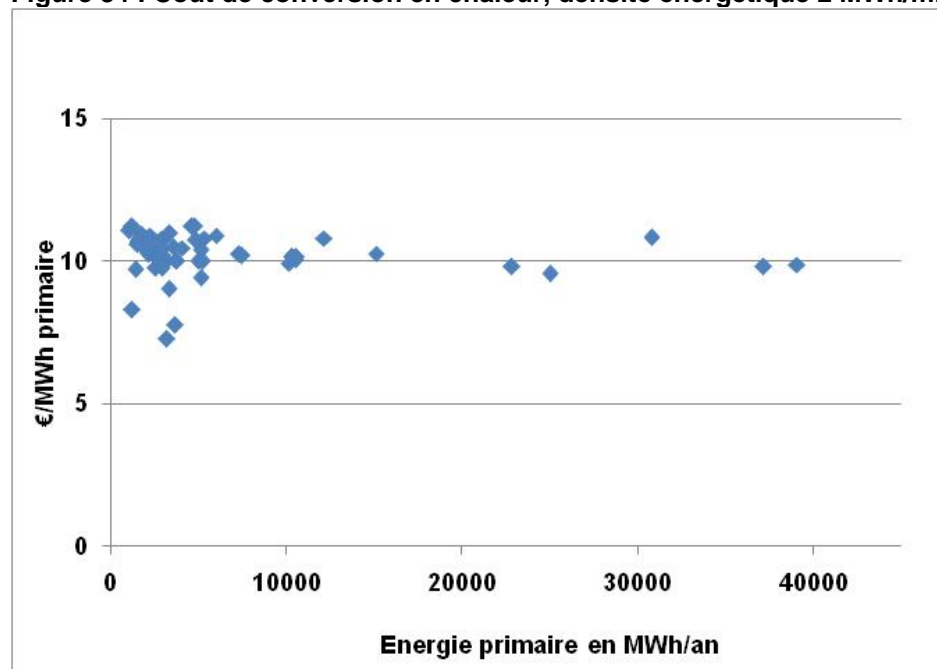
- D'une chaudière biogaz permettant la combustion de l'intégralité du biogaz produit (corps de chauffe + brûleur inox)
- D'une canalisation de transport d'eau chaude équipé d'une pompe de circulation et d'une sous-station

Conditions de financement : 5 % d'intérêt, 15 ans

Charges :

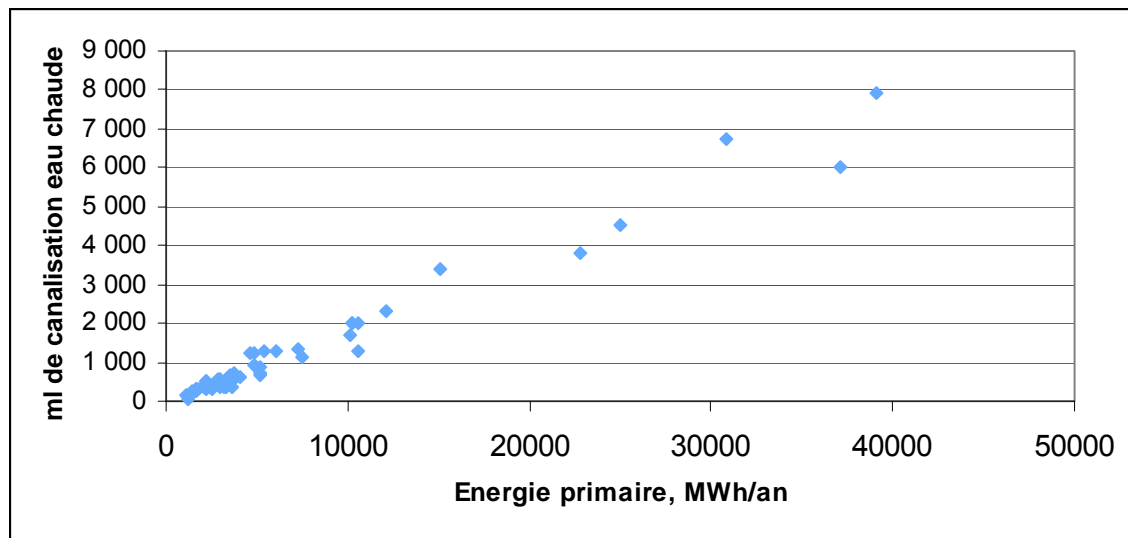
- Equipements : maintenance de la chaudière et de la canalisation eau chaude
- Consommables : électricité
- Personnel et autres : suivi, main d'œuvre

Figure 34 : Coût de conversion en chaleur, densité énergétique 2 MWh/ml



Le coût de conversion en chaleur, pour une densité énergétique fixée (2 MWh/ml) est homogène suivant la taille de l'installation et se situe autour de 10 €/MWh primaire.

Figure 35 : Longueur de canalisation eau chaude en fonction de l'énergie primaire produite, pour une densité énergétique de 2 MWh/ml



5.5 Conversion en biométhane

Hypothèses :

- Canalisation de transport de biométhane. La longueur de la canalisation est dépendante de la densité énergétique. Dans cette étude, nous prendrons comme hypothèse que la densité énergétique pour la vente de la totalité du biométhane produit sur chaque projet est de 2 MWh/ml.
- Rendement de l'épurateur : 95 %

Le coût de production du biométhane comprend les postes suivants

Annuités :

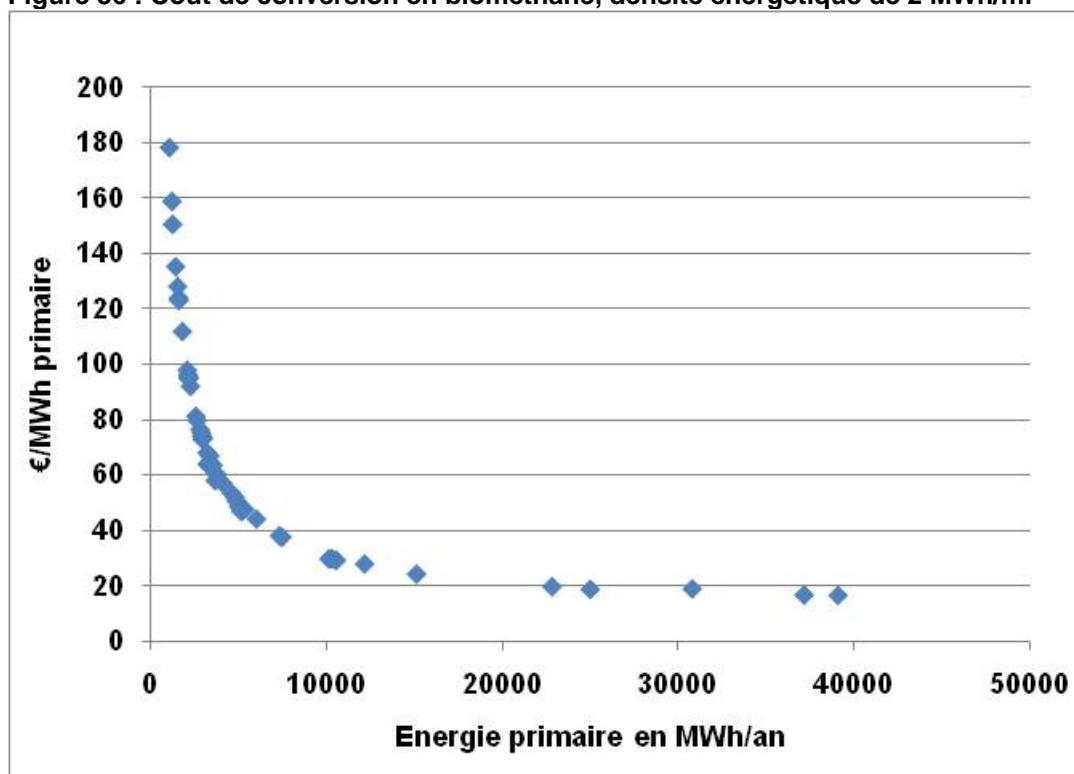
Investissement estimés à partir de ratios et appliqués aux données d'enquêtes et composé :

- d'une unité d'épuration permettant de traiter le biogaz déduction faite des besoins thermiques pour l'unité de méthanisation (chauffage du ou des digesteurs à 37°C)
- d'une canalisation de transport du biométhane du site d'épuration vers le point d'injection. La longueur de la canalisation est dépendante de la densité énergétique. Dans cette étude, nous prendrons comme hypothèse que la densité énergétique pour la vente du biométhane disponible sur chaque projet est de 2 MWh/ml.

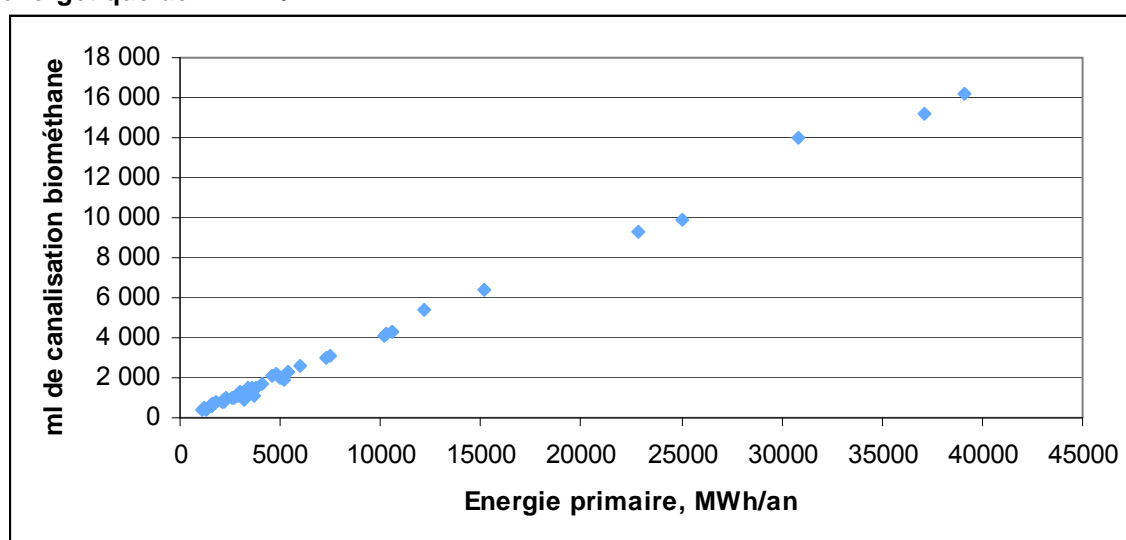
Conditions de financement : 5 % d'intérêt, 15 ans

Charges :

- Equipements : maintenance de l'épurateur (charges variables suivant la taille)
- Injection, raccordement : odorisation, contrôle et mesures, raccordement, injection (charges fixes : 114.000 €/an)
- Consommables : électricité
- Personnel et autres : suivi, main d'œuvre

Figure 36 : Coût de conversion en biométhane, densité énergétique de 2 MWh/ml

Le coût de production du biométhane est fortement dépendant de la taille des installations. En effet, du fait d'un coût fixe lié au poste de raccordement/injection qui pénalise fortement les installations de taille inférieure à 3 GWh/an d'énergie primaire.

Figure 37 : Longueur de canalisation de transport de biométhane pour une densité énergétique de 2 MWh/ml

5.6 Tarif de vente pour chaque filière

La notion de tarif de vente intègre la rentabilité du projet et est calculé pour chaque filière selon la formule suivante :

$$Tv \text{ (en €/MWh)} = [(1+TECobj) \times I \times Ka + C - R] / Ef$$

Avec

TECobj = TEC objectif de rentabilité = 0,5 (équivalent à un TRB de 7 ans)

I : Investissement total en euros

Ka : coefficient d'actualisation = 0,090

C = charges d'exploitation en euros

R = recettes hors valorisation de l'électricité en euros

Ef : Energie finale en MWh (électricité, chaleur ou biométhane)

Les conditions de financement sont un taux d'intérêt bancaire à 5 % sur une durée économique de 15 ans.

Ce tarif intègre la production du biogaz brut et la conversion en énergie finale.

Les coûts de production sont présentés rapportés à l'énergie primaire.

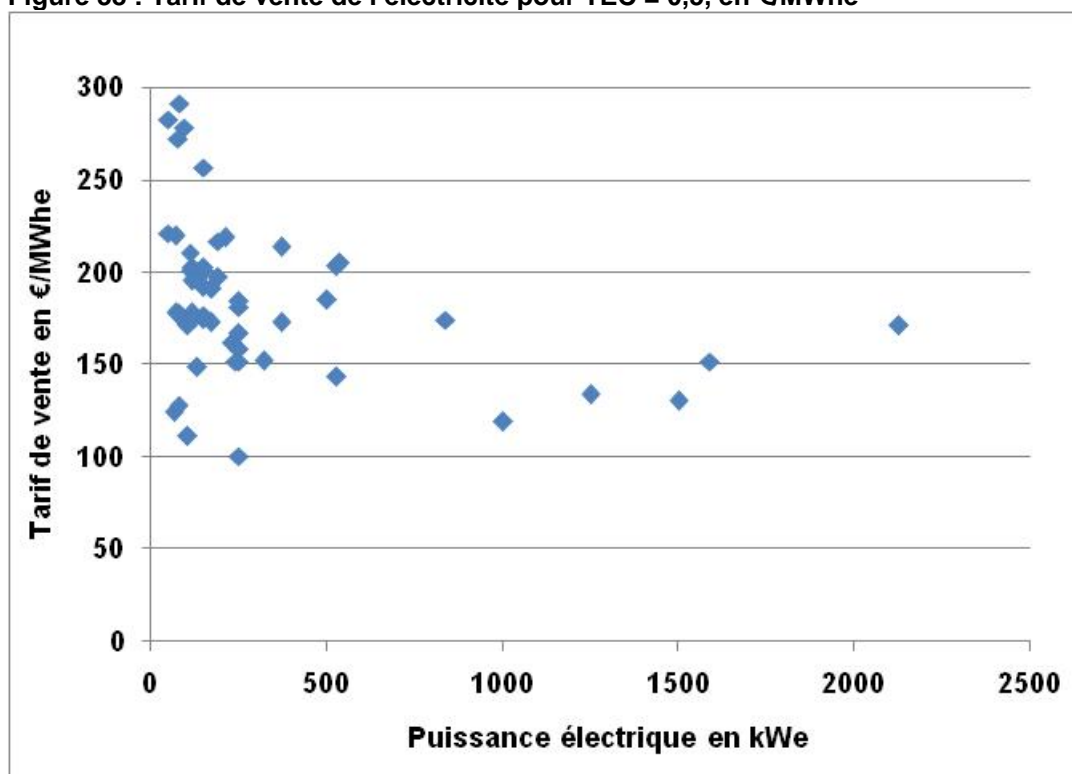
Les tarifs de vente par filière sont ensuite présentés rapporté à l'énergie finale produite :

- Electricité : il est exprimé en €/MWh vendu sur le réseau
- Chaleur : il est exprimé en €/MWhth vendu à l'utilisateur. Les quantités de chaleur nécessaire au chauffage du digesteur et de l'hygiénisation si besoin ont été soustraites.
- Biométhane : il est exprimé en €/MWhgaz vendu sur le réseau. Les quantités de chaleur nécessaire au chauffage du digesteur et de l'hygiénisation si besoin ont été soustraites.

Enfin, la décomposition du tarif de vente est représentée afin de mettre en évidence pour chaque filière la répartition des coûts entre la génération du biogaz brut et la conversion en énergie finale.

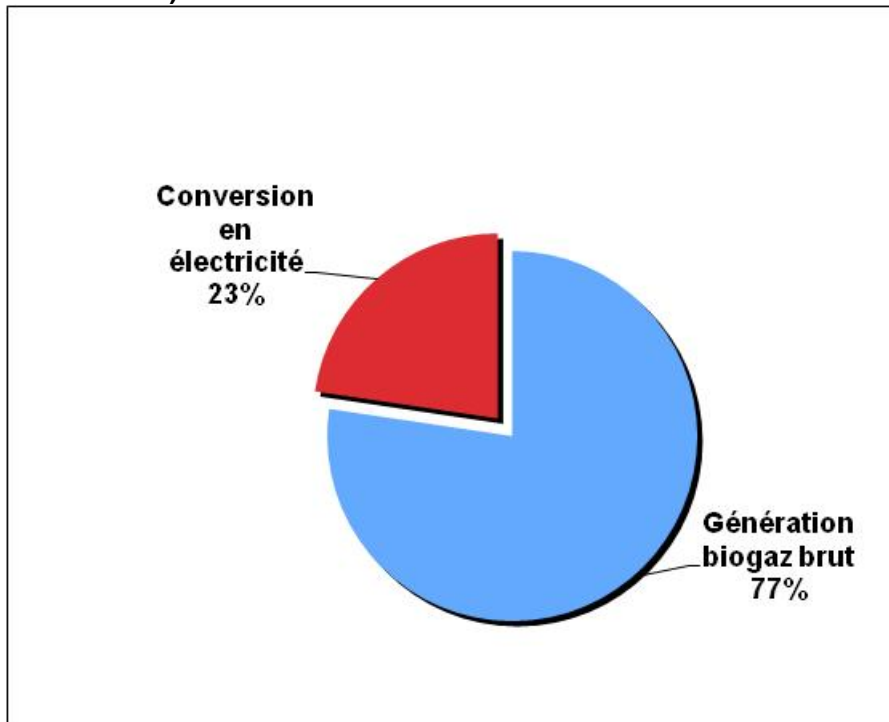
5.6.1 Filière Electricité

Figure 38 : Tarif de vente de l'électricité pour TEC = 0,5, en €/MWh



Le tarif de vente est de l'ordre de 140 €/MWh pour les installations de taille importante (> 1 MWe) et peut atteindre plus de 280 €/MWh pour les petites installations (de l'ordre de 100 kWe).

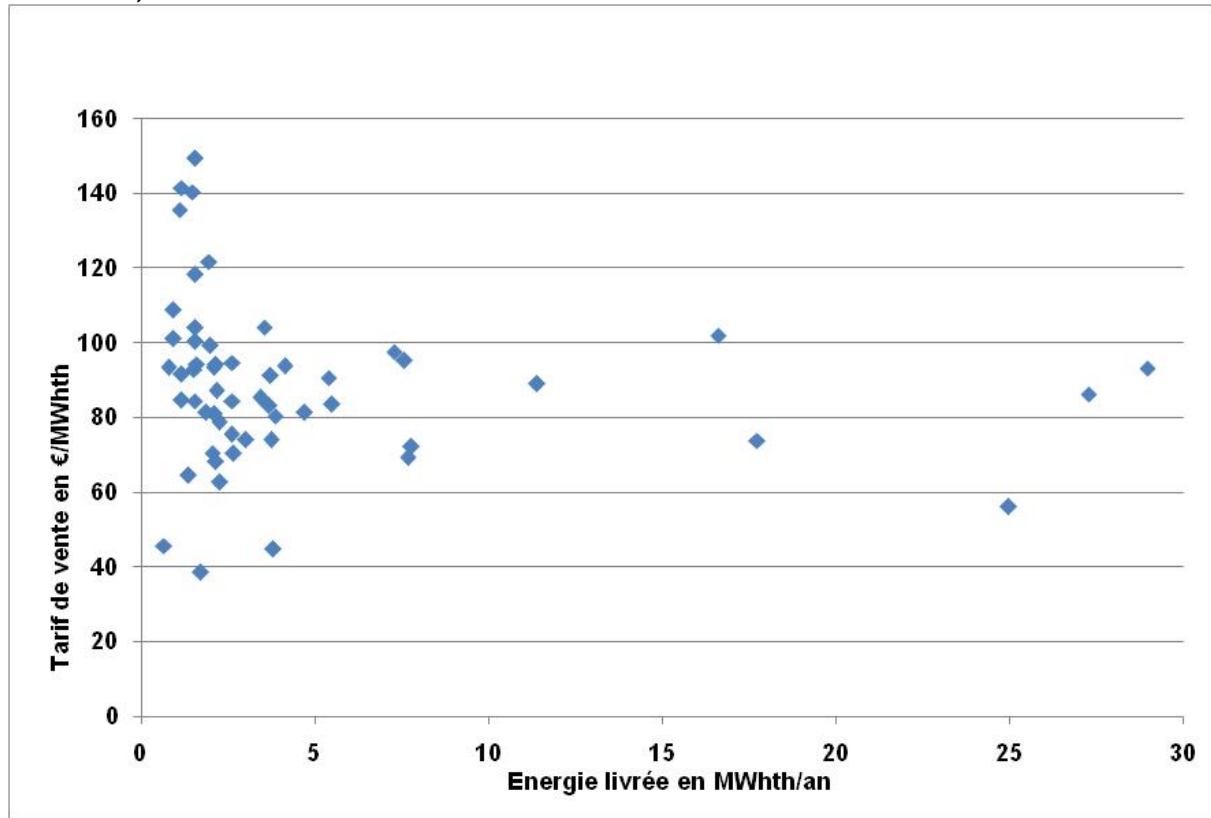
Figure 39 : Décomposition du tarif de vente de l'électricité (moyenne pondérée totalité des dossiers)



L'influence de la taille des installations sur la décomposition du tarif de vente est sensible. En effet, pour des sites de moins de 150 kWe, le rapport génération du biogaz brut et conversion en électricité est de 68 % / 32 % et pour des sites de plus de 500 kWe, ce rapport passe à 84 % / 16 %.

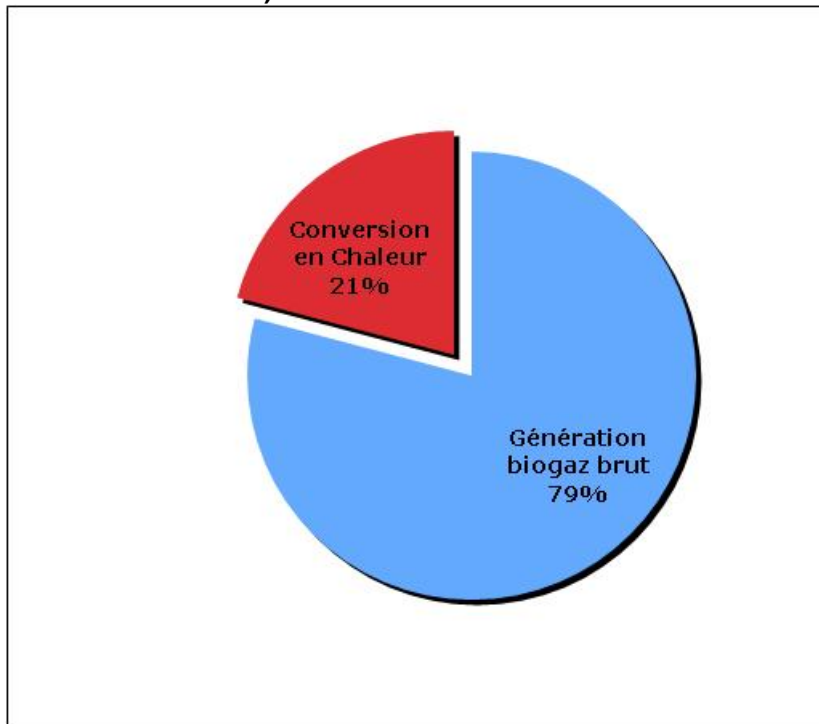
5.6.2 Filière Chaleur

Figure 40 : Tarif de vente de la chaleur (TEC = 0,5) pour une densité énergétique de 2 MWH/ml, en €/MWhth



Le tarif de vente moyen s'élève à 80 €/MWhth, avec une forte disparité pour les sites de petites tailles, avec une fourchette de 50 à 150 €/MWhth.

Figure 41 : Décomposition du tarif de vente de la chaleur (moyenne pondérée de la totalité des dossiers)



Le tarif de vente de la chaleur est composé à 80 % par le coût de génération du biogaz brut. La conversion en chaleur n'est pas un poste très important dans la mesure où la densité énergétique n'est pas aberrante. On n'observe pas d'effet d'échelle pour ce vecteur énergétique. La décomposition du tarif est sensiblement la même pour toutes les tailles d'installations.

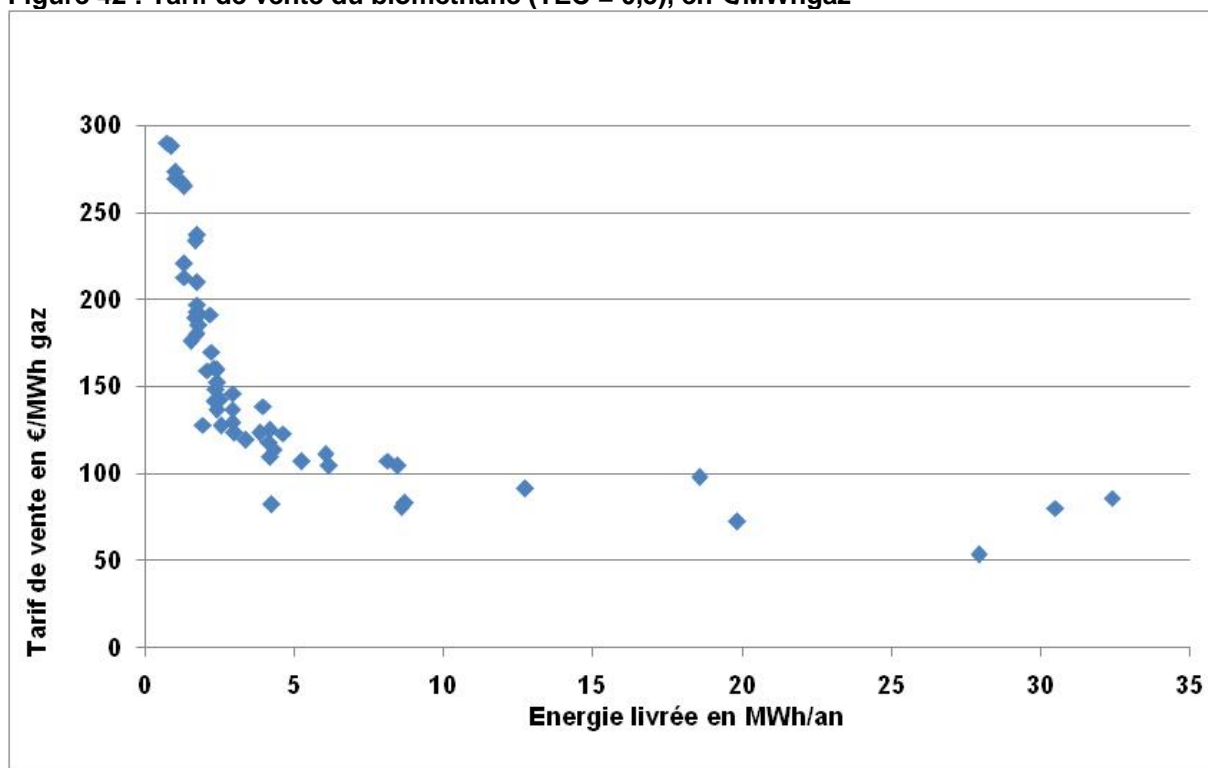
En effet, pour une densité énergétique de 2 MWh/ml, le coût de génération de la chaleur est de l'ordre 20 €/MWh. Cette valeur diminuera avec l'augmentation de la densité énergétique.

Pour des projets de plus de 11 GWh/an d'énergie livrée (1 000 tep/an), le tarif de vente moyen est de l'ordre de 80 €/MWh.

Pour des projets de plus petites tailles, la fourchette est plus large laissant des projets compétitifs avec une énergie fossile (40 €/MWh), avec toutefois une large majorité de projets viables à partir de 80 €/MWh jusqu'à 140 €/MWh.

5.6.3 Filière Biométhane

Figure 42 : Tarif de vente du biométhane (TEC = 0,5), en €/MWhgaz



Le tarif de vente du biométhane varie autour de 80 €/MWhgaz pour les installations de taille importante (> 5 GWh/an) et peut atteindre près de 300 €/MWhgaz pour les petites unités (< 3 GWh/an).

Pour des sites de taille moyenne et pour une densité énergétique de 2 MWh/ml, le tarif de vente du biométhane est composé de « 3 tiers » :

- Génération du biogaz
- Epuration et canalisation de biométhane
- Poste de raccordement

Du fait des coûts fixes liés au raccordement (poste d'injection à 114 000 €/an), cette décomposition n'est plus vraie pour des sites de petites tailles où le poste de raccordement représente 50 % du coût et la génération du biogaz brut plus que 20 %. A contrario, pour les sites de grande taille, c'est le coût de génération du biogaz brut qui représente plus de 60 % du tarif.

Figure 43 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de moins de 3 GWh/an

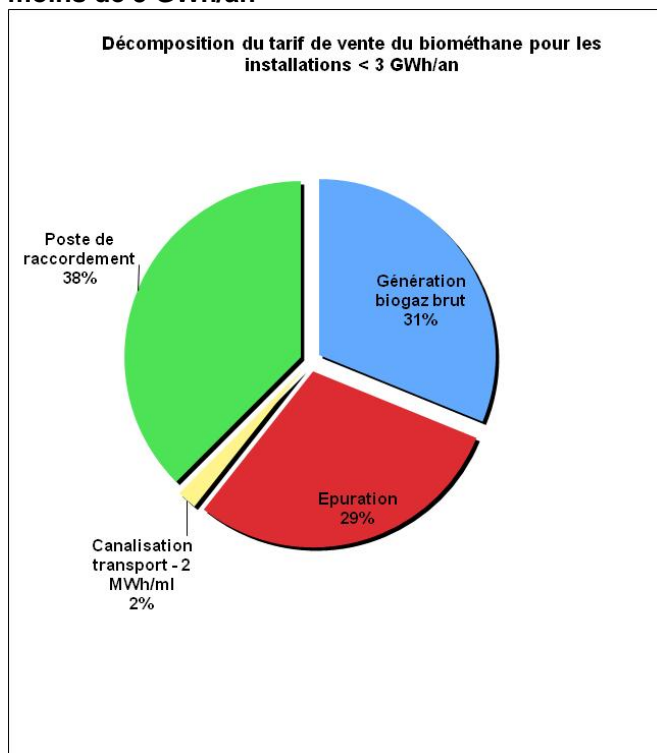


Figure 44 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de 3 à 10 GWh/an

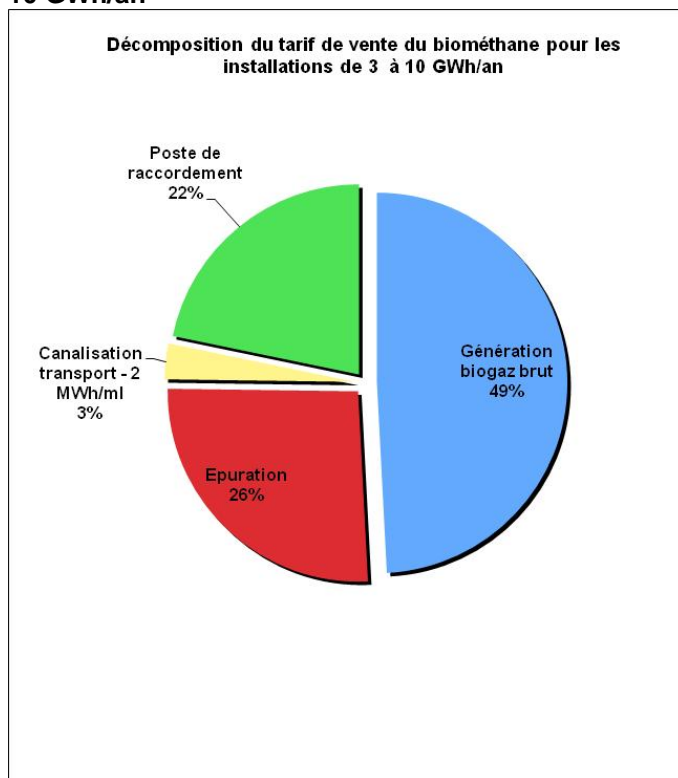
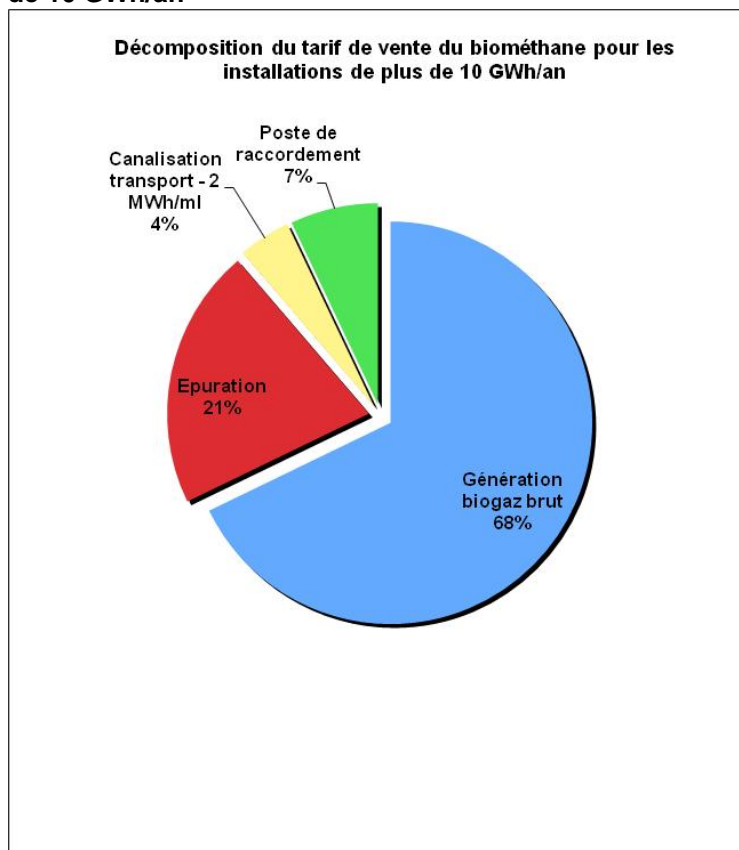


Figure 45 : Décomposition du tarif de vente du biométhane pour les installations de plus de 10 GWh/an



6 Synthèse des mécanismes appliqués en Suisse, Belgique et Allemagne

La filière de méthanisation rurale, qu'elle soit à la ferme ou à l'échelle territoriale s'est développée de manière inégale en Europe. En vue de proposer des mécanismes de soutien améliorés pour la France, le contexte et les mécanismes appliqués en Suisse, Belgique et Allemagne ont été synthétisés.

Ce chapitre a pour vocation de présenter les mécanismes les plus intéressants pour chaque filière de valorisation du biogaz (électricité, chaleur, biométhane). Le détail des filières pour chaque pays est donné en annexe.

6.1 Types de mécanismes

Les types de mécanismes rencontrés dans chacun des trois pays sont les tarifs d'achat garantis, le système de certificats verts et les accords commerciaux.

L'Allemagne a basé son développement sur des tarifs d'achat garantis pour l'électricité, la Belgique sur le système de certificats verts pour l'électricité et la chaleur et la Suisse sur un tarif d'achat garanti pour l'électricité et sur des accords commerciaux entre producteur et fournisseur de gaz naturel pour le biométhane.

Le système d'aide à l'investissement a été utilisé, notamment en Allemagne, et au démarrage de la filière (années 1990).

6.2 Electricité : Retours d'expériences positifs à retenir

6.2.1 Tarif d'achat garanti

Etant donné le développement actuel de la filière en Allemagne et en Suisse, le système par tarif d'achat garanti sur la durée, 20 ans en l'occurrence, permet la mise en œuvre d'un grand nombre de projet. Le système appliqué en Belgique (Wallonie et Flandres), basé sur le mécanisme de certificats verts ne permet pas d'assurer le même développement. En effet, ce système, complexe et non garanti sur la durée à un prix assez élevé (volatilité du marché du certificat vert et prix minimum garanti par l'Etat faible) limite la mise œuvre d'installations (risque).

Le développement, notamment en Allemagne, a été complété par des aides à l'investissement au démarrage de la filière. Ce soutien a vite été remplacé par une augmentation des tarifs d'achat. En Allemagne, les tarifs sont revus environ tous les 4/5 ans et sont toujours revus à la hausse depuis le démarrage de la filière. Ceci s'explique par une volonté de développer la filière et d'atteindre les objectifs fixés au niveau national.

6.2.2 Tarif de base et système de primes

Le tarif d'achat est composé d'un tarif de base auquel s'ajoute des primes (ou bonus) qui permettent de privilégier certains types de projets :

- ◆ Développement de projets basé sur l'incorporation de déjections animales
 - Bonus agricole en Suisse : limite en co-produits de 20 % des intrants, dont la moitié au maximum de cultures énergétiques. De plus, la Suisse impose la « territorialité » du gisement via des distances limites de collecte de biomasse.
En effet, les installations de biogaz doivent répondre aux critères suivants :
 - 50 % au moins de la biomasse traitée est d'origine agricole. Celle-ci doit aussi représenter au moins 10 % de la valeur énergétique ;
 - la biomasse agricole doit provenir d'une distance de 15 kilomètres au maximum ;
 - la biomasse non agricole doit provenir d'une distance de 50 kilomètres au maximum.
 - Bonus lié à l'utilisation d'effluents d'élevage en Allemagne : au moins 30 % d'effluents d'élevage dans les intrants

◆ Optimisation énergétique par la valorisation de la chaleur

Cette prime est attribuée dans le cas d'utilisation externe de la chaleur (le chauffage du digesteur n'est pas une utilisation externe). En Suisse, la prime est attribuée pour une valorisation externe de la chaleur cogénérée valorisée dans la mesure où elle dépasse d'au moins 20 % la quantité de chaleur nécessaire au besoin du chauffage du digesteur.

En Allemagne, une liste positive explicite les valorisations thermiques éligibles à la prime mais aucun seuil n'est précisé.

◆ Emissions des moteurs

En Allemagne, le bonus dit d'émission propre est attribué aux installations émettant moins de 60 mg/m³ de formaldéhyde. Ce bonus a été élaboré après avoir mesuré des niveaux trop élevés d'émissions de formaldéhyde dans les fumées des cogénérations biogaz. Ce bonus conduit à l'installation de catalyseurs pour répondre aux limites d'émissions.

En France, il n'existe pas pour les rejets des moteurs de seuil spécifique au formaldéhyde mais à l'ensemble des COV non méthanique.

6.3 Chaleur : Retours d'expériences positifs à retenir

◆ Certificats cogénération en Belgique

Seule la Belgique, précisément la Flandre, prend en considération la valorisation de la chaleur cogénérée via un certificat vert. En effet, depuis 2005, un système de certificats cogénération (WKC⁵) est d'application en Région flamande, dans le but de promouvoir les économies d'énergie primaire par la mise en œuvre d'installations de cogénération de qualité pour la production de chaleur et d'électricité.

Ainsi, un certificat de cogénération atteste que 1 MWh d'énergie primaire ont été économisés dans une installation de cogénération de qualité comparativement à une situation où la même quantité d'électricité et/ou énergie mécanique et de chaleur sont générées séparément (centrale et chaudière de référence). Notons que dans le cas d'une installation de cogénération fonctionnant au biogaz, le rendement électrique de la centrale de référence est assimilé à 42 %.

Les certificats de cogénération sont utilisés comme garantie d'origine lorsqu'ils sont présentés dans le cadre de la vente d'électricité à des clients finals comme étant de l'électricité issue de la cogénération de qualité. Ces certificats de cogénération peuvent également être exportés en dehors de la Région flamande en tant que garantie d'origine.

⁵ WKC : warmtekrachtcertificaten.

6.4 Biométhane : Retours d'expériences positifs à retenir

L'injection du biométhane est réalisée en Suisse et en Allemagne. Chaque pays bénéficie d'un système particulier.

◆ Tarif d'achat garanti sur l'électricité produite à partir de biométhane

En Allemagne, le soutien à la production de biométhane passe par le système de tarif garanti pour l'électricité, via un bonus qui s'élève à 20 €/MWh_{élec}. Ce bonus est versé à l'opérateur de la cogénération (sur l'électricité et la chaleur, les kWh thermiques sont convertis en kWh_{élec}) branché sur le réseau de gaz naturel.

L'Allemagne souhaite réduire sa dépendance aux importations de gaz naturel et vise à substituer 10 % du gaz naturel par du biogaz.

◆ Contrats commerciaux producteur/fournisseur de gaz : vente de biogaz brut ou de biométhane

En Suisse, le biométhane ne bénéficie pas d'un tarif d'achat comme l'électricité. Sur chaque projet, le biométhane ou le biogaz brut font l'objet d'accords commerciaux entre le producteur et le fournisseur de gaz naturel. Actuellement, la tendance va à une réelle participation des entreprises régionales gestionnaires des réseaux de gaz naturel aux projets biogaz qui n'hésitent pas à acheter le biogaz brut aux producteurs de biogaz afin de se charger elles-mêmes de son épuration et de son injection.

Pour ces deux pays, une réflexion est en cours pour la mise en œuvre d'un système de tarif d'achat garanti sur la vente de biométhane injecté.

7 Propositions d'amélioration de la rentabilité

A l'issue de l'analyse des coûts de production et des tarifs de vente ainsi que des retours d'expériences positifs répertoriés dans trois pays européens où la filière méthanisation rurale est confirmée, des pistes d'amélioration de la rentabilité des installations en France sont proposées.

Les pistes proposées sont basées sur des dispositifs existants. Il s'agit :

- des tarifs d'achat garanti ;
- des subventions à l'investissement ;
- des dispositifs d'aide au financement.

Les mécanismes nécessaires à la mise en œuvre de tarifs d'achat sont déjà en place pour l'électricité produite à partir de biogaz, et sont en cours de négociation pour le biométhane. En revanche, pour la chaleur, le système en place correspond à l'attribution de subvention via le Fonds Chaleur.

Ainsi, dans le cas de l'électricité, nous proposons une actualisation de la grille tarifaire.

Dans le cas du biométhane, nous proposons de confronter les résultats de l'étude pour la méthanisation rurale avec les travaux⁶ déjà réalisés, notamment avec la grille tarifaire présentée dans le rapport final.

Pour la filière chaleur, malgré l'absence d'un mécanisme de tarif d'achat garanti, nous proposerons un tarif d'achat moyen acceptable.

Pour chaque filière, le coût global sera comparé avec le système d'attribution de subventions à l'investissement. Le pivot de comparaison sera pour chaque filière, le tarif moyen de chaque vecteur énergétique :

- Electricité : prix moyen de l'électricité (coût évité) en 2009 (CRE) : 75 €/MWh
- Biométhane : tarif moyen du gaz naturel pour un industriel de taille moyenne : 30 €/MWh
- Chaleur : tarif moyen de la chaleur (réseau chaleur biomasse) : 40 €/MWh

⁶ Rapport du groupe de travail sur l'injection de biométhane dans les canalisations de gaz naturel, Novembre 2009

Prix de l'électricité sur le marché

Le prix du marché de l'électricité annuel est calculé par les coûts évités calculés mensuellement (source CRE) appliqués à la production d'électricité renouvelable (Source : CSPE).

Le calcul du coût évité est depuis le 30 janvier 2007 basé sur les prix *day-ahead* de produits livrés en France observés sur Powernext.

En 2009, le prix du marché est de 75 €/MWh, contre 40 €/MWh en 2005.

Figure 46 : Evolution du prix du marché de l'électricité pour la CSPE



Enfin pour tous les types de projets nous évaluerons l'impact de la mise en place de dispositifs d'aide au financement.

Toutefois, on attirera l'attention ces deux solutions ne sont pas équivalentes en termes de résultats sur la mise en œuvre des projets. En effet, la garantie d'un tarif d'achat sur une durée précisée et intangible facilite le passage à l'acte. D'autre part, le système de subvention pousse au renchérissement des investissements.

Calculs du montant total des aides :

Total aides nécessaires par le tarif d'achat = $(T_{obj} - T_m) \times Q_{elec} / k_a$

Total des aides nécessaires par une subvention à l'investissement = $(I \times TEC_{obj} - VAN_m) / (1 + TEC_{obj})$

Avec

I = investissement total

T_{obj} = tarif objectif

T_m = tarif du marché (75 €/MWh)

Q_{elec} = quantité d'électricité vendue

C = charges d'exploitation

R = recettes hors valorisation de l'électricité

$TEC_{obj} = 0,5$

k_a = coefficient d'actualisation = $\text{taux actualisation} / (1 - (1 + \text{taux d'actualisation})^{-\text{durée}})$

Durée = 15 ans

Taux d'actualisation = 4 %

VAN = valeur actualisée nette avec $VAN_m = VAN$ pour le tarif du marché T_m

$T_{obj} = ((1 + TEC_{obj}) \times I \times k_a - C + R) / Q_{elec}$

$VAN_m = -I + (Q_{elec} T_m + R - C) / k_a$

Dans le cas d'un TEC projet inférieur à -1, les **subventions à l'investissement ne pourront jamais rendre rentable le projet**, même si ces dernières couvrent jusqu'à 100 % de l'investissement initial.

Définitions :

Le coût total de chaque mécanisme est estimé par rapport au prix du marché pour chaque vecteur énergétique : Electricité 75 €/MWh, chaleur 40 €/MWh, gaz naturel 30 €/MWh.

Pour le tarif d'achat l'aide totale est estimée sur 15 ans et actualisée (taux d'actualisation de 4 %).

La subvention correspond à une aide à l'investissement, débloquée l'année de mise en service de l'unité. La subvention est calculée uniquement si le TEC du projet avec le tarif du marché est supérieur à -1. Le nombre de projets comptabilisés sont appelés « subventionnables » dans le cadre de cette étude. Le tarif d'achat est quant à lui appliqué pour l'ensemble des projets.

Lecture des tableaux :

Total des projets viables : montant total d'aide pour que tous les projets atteignent le TEC de 0,5

Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (totalité des projets) :

- tarif d'achat : montant total d'aide pour l'ensemble des projets pour les tarifs d'achat proposés dans le cadre de cette étude et

- subventions : montant total d'aide à l'investissement pour l'ensemble des projets pour atteindre le TEC atteint à partir des tarifs proposés.

Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (projets avec TEC > ou = à 0,5) :

- tarif d'achat : montant total d'aide pour les projets viables avec les tarifs d'achat proposés dans le cadre de cette étude

- subventions : montant total d'aide à l'investissement pour atteindre le TEC atteint à partir des tarifs proposés, uniquement pour les projets viables

7.1 Filière électricité

7.1.1 Actualisation des tarifs d'achat de l'électricité

7.1.1.1 Construction de la grille tarifaire

La proposition de tarif d'achat formulé dans cette étude a pour objectifs d'améliorer la rentabilité du plus d'installations possibles, correspondant à des projets individuels de petite capacité à des projets collectifs de plus grande capacité tout en respectant certains principes :

- limiter le recours aux cultures énergétiques ;
- favoriser la méthanisation de déjections animales ;
- favoriser les projets performants du point de vue de l'énergie ;
- tenir compte de l'évolution des redevances de traitement de déchets (marché concurrentiel) ;
- favoriser les procédés conservant l'azote dans les digestats.

◆ Améliorer la rentabilité du plus grand nombre d'installations

Les projets mis en route ou ayant fait l'objet d'une étude aujourd'hui sont sans doute des projets dont les conditions sont rassemblées. Dans l'objectif d'un développement d'un grand nombre d'installations, on peut penser que tous les projets ne présenteront pas de telles conditions de départ. En d'autres termes, la rentabilité des futures installations ne présentera pas de meilleure rentabilité, à moins d'une baisse significative des investissements.

De plus, on observe un effet d'échelle important sur les sites étudiés (sites de 50 kWe à 2 MWe). Ainsi pour compenser cet effet, nous proposons des tarifs d'achat adaptés par tranche, avec une linéarité entre chaque tranche.

Pour cela nous proposons une augmentation du tarif de base actuel qui diffère selon la taille de l'unité : 2 seuils : 150 kWe et 500 kWe.

Montant des tarifs de base

Le montant de la prime pour chaque seuil est déterminé pour permettre la rentabilité de plus de la moitié des projets en prenant en compte les recettes liées au traitement des déchets et de conserver un nombre important de projet rentable (environ 50 % des projets) sans prendre en compte ces recettes (voir plus bas).

Nous proposons les tarifs de base suivants :

- 170 €/MWh : Inférieur à 150 kWe :
- 95 €/MWh : Pour 500 kWe (interpolation entre 300 et 500 kWe)
- 80 €/MWh : A partir de 1 000 kWe (interpolation entre 500 et 1 000 kWe)

◆ Favoriser la méthanisation de déjections animales

Un des plus gros potentiel d'énergie issu de la méthanisation est lié aux déjections animales. De plus, la méthanisation des lisiers et fumiers limite les émissions de gaz à effet de serre (CH₄ pendant la phase de stockage).

Favoriser l'introduction de déjections animales permet de limiter la dépendance aux déchets industriels. Ainsi, cela permet aux exploitations de moyennes et petites tailles de pouvoir accéder à la méthanisation, soit de façon individuelle soit dans le cadre de projet territoriaux qui s'orienteront alors plus facilement vers un gisement agricole que vers des déchets industriels.

Pour cela, nous proposons une prime à l'incorporation de déjections animales avec deux seuils : 30 % et 60 %

Montant de la prime

Le montant de la prime pour chaque seuil est déterminé pour permettre la rentabilité de plus de la moitié des projets en prenant en compte les recettes liées au traitement des déchets et de conserver un nombre important de projet rentable (environ 50 % des projets) sans prendre en compte ces recettes (voir plus bas).

Nous proposons la prime suivante :

- Moins de 30 % de déjections animales : pas de prime
- 10 €/MWh entre 30 % et 60 % de déjections animales
- 30 €/MWh au dessus de 60 % de déjections animales

◆ **Limitier la concurrence production alimentaire / production d'énergie**

On observe que 40 % des sites utilisent des cultures énergétiques. Pour ces sites, l'énergie produite à partir de ces substrats s'élève en moyenne à 30 % de l'énergie primaire totale. Sans subvention, seuls 2 sites sur les 27 utilisant des cultures énergétiques sont viables dans les conditions actuelles. Le coût de production des cultures énergétiques est en moyenne de 70 euros/MWhelec.

Les deux mécanismes pour permettre de limiter l'apport de cultures énergétiques sont proposés :

- Limiter les tarifs d'achat : les tarifs proposés resteront au maximum inférieurs aux tarifs d'achat proposés dans la grille tarifaire allemande pour les installations de méthanisation traitant des cultures énergétiques
- Favoriser l'introduction de déjections animales : prime à l'introduction aux déjections animales
- Limiter les quantités de cultures énergétiques pour avoir accès au meilleur tarif comme ce qu'indique la réglementation suisse.

◆ **Favoriser les projets performants sur l'efficacité énergétique**

On observe que le taux d'efficacité énergétique est en moyenne de 65-70 % sur l'ensemble des sites, y compris le chauffage du digesteur et l'hygiénisation.

Ce bon taux est lié à la prime existante, et qui montre son intérêt. Nous proposons d'augmenter cette prime afin de stimuler les valorisations de chaleur vers l'extérieur. Il est possible de revoir le calcul de la prime en sortant les besoins internes (chauffage du digesteur, hygiénisation) pour consacrer la prime qu'aux valorisations véritablement extérieures au procédé. Pour cela, étant donné que la consommation d'énergie moyenne pour le chauffage du digesteur représente 12-15 % de l'énergie primaire et que la quantité d'électricité vendue représente environ 35 à 38 % de l'énergie primaire. Ainsi le seuil pourrait être de 20 % de l'énergie primaire hors chauffage du digesteur à partir duquel, la prime serait accordée.

En dessous de ce seuil, la prime précédente accordait en fait environ 10 €/MWhe puisque le chauffage du digesteur est réalisé dans tous les cas. Nous proposons donc d'inclure ces 10 €/MWh dans le tarif de base et de proposer un seuil unique à 20 % de l'énergie primaire, ce qui correspond à accorder une prime aux projets valorisant plus de 70 % de l'énergie primaire.

Afin de pouvoir prendre en considération l'amélioration du rendement électrique à partir d'ORC (Cycle de Rankine) par exemple, le seuil sera exprimé en prenant en compte le rendement électrique et la valorisation thermique extérieure, soit un seuil de 55 % de l'énergie primaire.

Montant de la prime

Jusqu'à 55 % de valorisation de l'énergie primaire, aucune prime n'est accordée. A partir de 55 %, une prime de 30 €/MWhe est attribuée de façon linéaire jusqu'à 75 %, valeur pour laquelle la prime est de 50 €/MWh. Ce prix maximum intègre le fait que la totalité de la chaleur produite sur site est valorisée.

Ce prix maximum permet la construction d'une canalisation de transport d'eau chaude cogénérée vers un utilisateur éloigné (industriel, réseau de chaleur). En moyenne le coût rapporté à la production d'électricité s'élève à 10 €/MWhe.

◆ **Favoriser la conservation de l'azote dans les zones d'excédents structurels pour l'exportation**

Il pourrait être envisagé une prime pour compenser les difficultés liées au traitement de l'azote, notamment dans les zones d'excédent structurels (ZES) tout en favorisant la conservation de l'azote, en vue d'une exportation hors des zones d'excédents structurels (séchage ou évaporation suivi du stripping de l'azote par de l'acide sulfurique). Toutefois, cette prime sera soumise à discussion pour préciser son périmètre (restreinte aux ZES uniquement, à l'ensemble des projets, aberration énergétique ...).

Montant de la prime

Le montant de cette prime correspond au coût de traitement du digestat sur les 11 dossiers enquêtés réalisant le séchage du digestat solide ou l'évaporation du digestat liquide. Le coût moyen est de 15 €/MWh.

Cette prime n'a pas été appliquée dans cette étude.

◆ **Limiter la dépendance aux déchets extérieurs**

Le marché des déchets est un secteur concurrentiel qui n'existera sans doute pas tel qu'il se présente aujourd'hui sur la durée d'observation économique. En Belgique ou en Allemagne, le gisement de déchets a très vite été limité par rapport aux nombres d'installations de méthanisation. Ainsi, les tarifs d'achat que nous proposons prennent en compte le fait que les recettes liées aux traitements des déchets seront sans doute limitées voir nulle dans quelques années.

Les tarifs proposés, notamment les tarifs de base et la prime aux déjections animales doivent permettre d'assurer la rentabilité d'environ 50 % des sites en déduisant les recettes estimées pour la redevance de déchets.

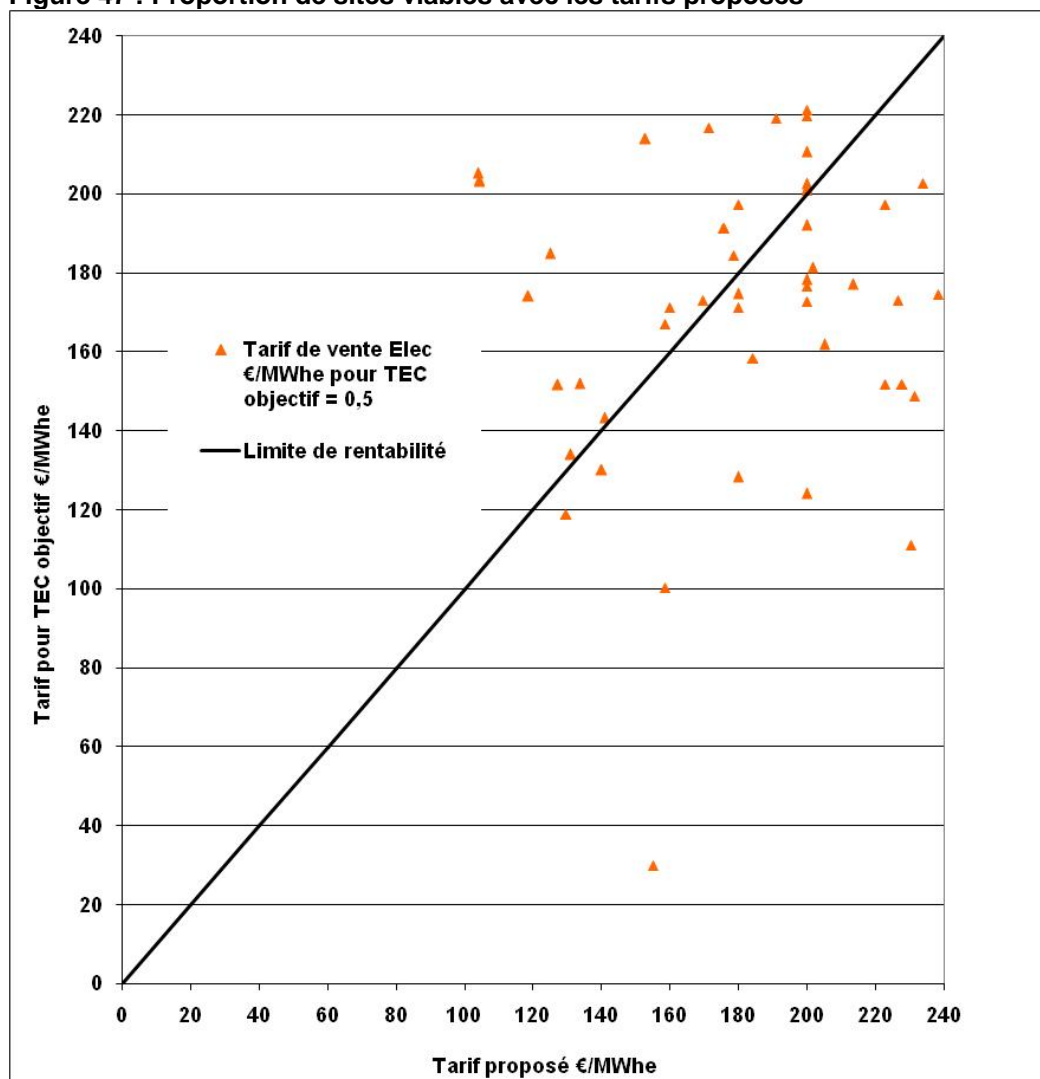
Tableau 9 : Grille tarifaire proposé pour l'achat de l'électricité produite à partir de biogaz

Décomposition du tarif	€/MWh	Commentaires
Tarif de base Méthanisation	170	De 0-150 kWe
	95	Pour 500 kWe (interpolation entre 150 et 500 kWe)
	80	A partir de 1000 kWe (interpolation entre 500 et 1000 kWe)
Prime à l'efficacité énergétique	30 à 50	0 jusqu'à 55 % de l'énergie primaire utilisée ; 30 €/MWh pour 55 %, 50 €/MWh pour 75 %, linéaire entre 55 % et 75 %
Prime effluents d'élevage	0	En dessous de 30 % de déjections animales
	10	Entre 30 % et 60 % de déjections animales
	30	Si plus de 60 % de déjections animales
Prime traitement de digestat (ZES ?)	? (15)	

7.1.1.2 Résultats sur la rentabilité des installations

L'application de cette grille aux projets étudiés donne les résultats suivants :

- 57 % des projets sont viables (TEC > ou = à 0,5). La moyenne des TEC de l'ensemble des dossiers est de 0,66 et la moyenne des TEC des dossiers viables est de 1,07.

Figure 47 : Proportion de sites viables avec les tarifs proposés**Lecture du diagramme :**

En abscisse est donné le tarif proposé, en ordonnée le tarif pour obtenir la rentabilité (TEC = 0,5). La diagonale représente la limite de rentabilité :

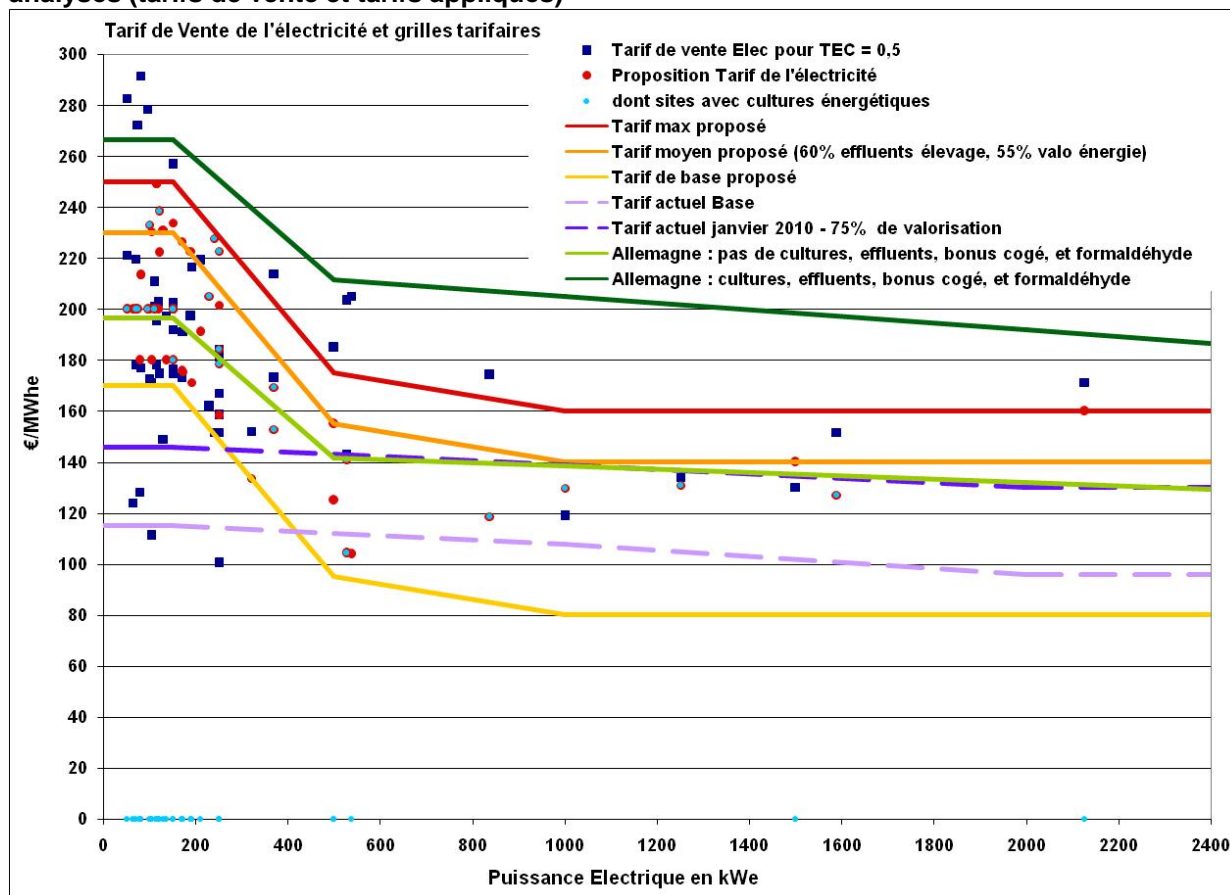
- Les points situés au-dessous de la diagonale sont viables avec le tarif proposé
- Les points situés au-dessus de la diagonale ne sont pas viables avec le tarif proposé
- La lecture du tarif sur l'axe des ordonnées indique le tarif pour lequel le projet est viable.

L'objectif de rentabilité pour chaque filière est d'atteindre un TEC = 0,5, soit un temps de retour brut sur investissement de 7 ans environ.

L'optimum pour un soutien équitable de la filière (le plus de projets aidés et pas de projets trop aidés) est d'obtenir le maximum de points se rapprochant de la diagonale.

Le tarif moyen proposé correspond au tarif allemand pour les sites n'intégrant pas de cultures énergétiques à partir de 500 kWe. Pour les plus petites unités, (< 500 kWe), le tarif moyen proposé est plus élevé de 10 à 15 % que le tarif allemand sans cultures énergétiques.

Figure 48 : Tarifs actuels allemands et français et tarifs proposés et situation des projets analysés (tarifs de vente et tarifs appliqués)



La répartition de la viabilité des sites selon la taille de l'installation est la suivante :

- 57 % des sites de moins de 150 kW_e sont viables, TEC moyen des sites viables de 1,15 pour un TEC moyen sur l'ensemble des sites de 0,7
- 65 % des sites de 150 kW_e à 500 kW_e sont viables, TEC moyen des sites viables de 0,99 pour un TEC moyen sur l'ensemble des sites de 0,76
- 42 % des sites de plus de 500 kW_e sont viables, TEC moyen des sites viables de 1,12 pour un TEC moyen sur l'ensemble des sites de 0,39

Avec les tarifs proposés, le fait de ne pas prendre en compte les redevances de déchets permet d'assurer la viabilité de 47 % des dossiers pour un TEC moyen de 0,43.

Le tarif maximum ne dépasse pas le tarif allemand pour les cultures énergétiques (10 % à 20 % en dessous). Ainsi, le tarif proposé ne permet pas d'assurer la rentabilité des installations intégrant des cultures énergétiques dans le digesteur, à un coût de production moyen (80 €/MWh⁷), être viables.

L'application de ces tarifs correspond à une augmentation moyenne de 35 % sur l'ensemble des sites par rapport au tarif actuel.

⁷ issu de l'étude ADEME : « Méthanisation agricole et utilisation de cultures énergétiques en codigestion », OREADE-BRECHE, APESA, octobre 2009

7.1.2 Subventions

Pour que la totalité des projets soient viables, l'aide totale nécessaire, en plus des tarifs actuels d'achat s'élève à 24 M€, représentant un taux de subvention moyen de 28 % de l'investissement (écart-type de 20 %). Si l'on considère l'aide totale apportée, en partant du prix du marché de l'électricité, la subvention nécessaire s'élève à 82 M€. La subvention ne peut être appliquée qu'à 90 % des projets et représente un taux de subvention de 62 % de l'investissement (écart-type de 29 %).

Tableau 10 : Filière Electricité - Subventions nécessaires pour tous les projets soient viables

Total des aides pour que tous les projets soient viables (TEC = 0,5)	Total cumulé des aides pour tous les dossiers (€)	Nb de projet dont le TEC > -1, projets « subventionnables »	Taux de subventions moyen pour tous les dossiers (% de l'investissement)
Avec le tarif achat actuels (arrêté juillet 2006)	24 480 092	98 %	28 %
Avec le tarif CSPE (75 €/MWh)	82 038 670	90 %	62 %

7.1.3 Comparaison des mécanismes Tarifs d'achat / Subventions

Tableau 11 : Filière Electricité - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour l'électricité produite à partir de biogaz par rapport au tarif du marché de l'électricité

Montant total d'aides publiques en € Filière Electricité (tarif du marché 75 €/MWh)	Mécanisme Tarifs d'achat	Mécanisme Subventions à l'investissement (taux de subvention moyen)	Nb de projets « subventionnables », (TEC > -1) par rapport au tarif
Total des projets viables (TEC = 0,5)	146 216 085	82 038 670 (62 %)	90 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (totalité des projets)	133 491 883	91 197 514 (79 %)	100 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (projets viables uniquement, TEC > ou = à 0,5)	78 379 749	40 374 400 (75 %)	100 %

L'aide à l'investissement est moins importante dans tous les cas de figures et représente de 52 % à 68 % du coût total du tarif d'achat garanti sur 15 ans.

7.2 Filière chaleur

7.2.1 Subventions

7.2.1.1 Le Fond Chaleur

En France depuis 2009, le Fond chaleur, via un système d'aide à l'investissement dépendant de l'énergie thermique renouvelable produite, permet de financer les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables tout en garantissant un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d'énergies conventionnelles.

En novembre 2008, Jean-Louis Borloo, ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer, annonçait, conformément aux engagements du Grenelle Environnement, un **plan de 50 mesures en faveur des énergies renouvelables (EnR)**. Ce plan prévoyait notamment la **mise en place d'un fonds « chaleur renouvelable »** destiné à aider financièrement au développement de la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire...), par le remplacement d'installations ou la mise en place de nouveaux équipements.

Lancé en décembre 2008, le Fonds chaleur est destiné aux entreprises (industrie, tertiaire et agriculture), aux collectivités et à l'habitat collectif. La gestion de ce fonds a été confiée à l'ADEME. Il est doté d'une **enveloppe d'un milliard d'euros pour la période 2009-2011**, un effort sans précédent de l'Etat pour développer la production de chaleur à partir de sources renouvelables. L'objectif à terme est de permettre à la France de répondre aux objectifs ambitieux que celle-ci s'est fixés à l'horizon 2020 pour les énergies renouvelables, dans le cadre des engagements communautaires des « 3x20 ». L'objectif global pour les EnR est d'augmenter la production de 20 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole).

Dans cet objectif global, la part couverte par le Fonds Chaleur est de 5,47 Mtep soit un peu plus de 25 % dont 60 ktep pour le biogaz en 2012 et 500 ktep en 2020.

Chaque année, pendant au moins 3 ans, un appel à projets, pour les projets valorisant plus de 1 000 tep/an, sera lancé auprès des entreprises afin de susciter le développement de projets de production de chaleur à partir de biomasse, dans l'industrie, le tertiaire et l'agriculture. Pour les projets de moins de 1000 tep, c'est l'ADEME qui gère directement les demandes d'aides.

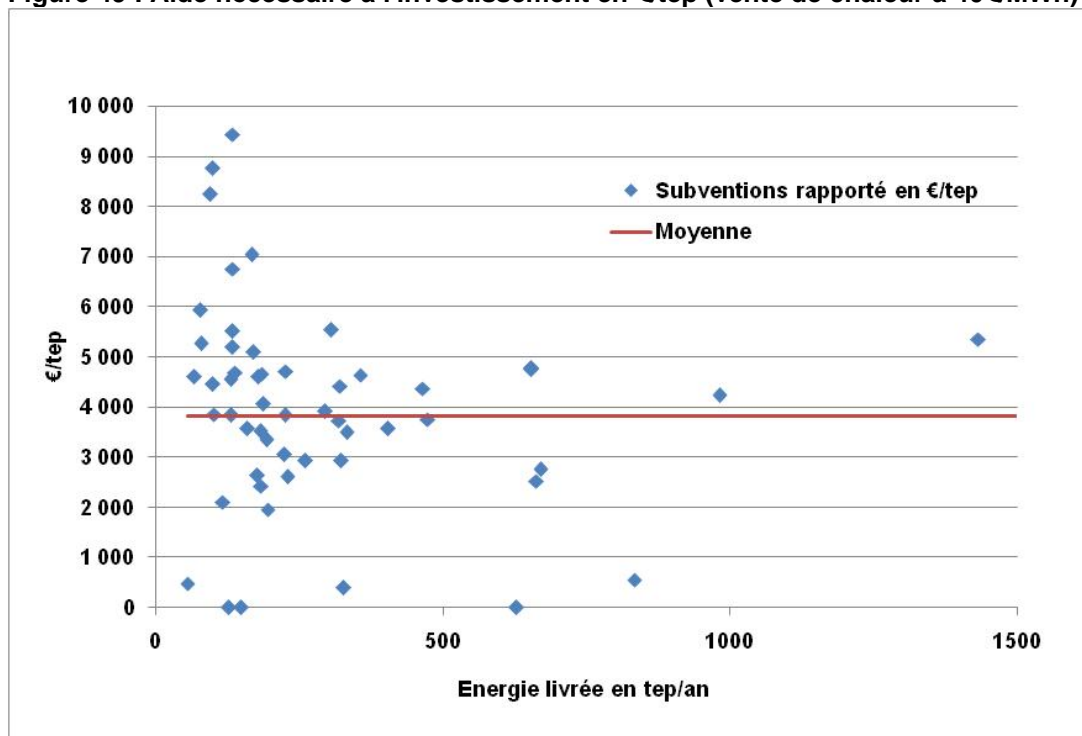
Le 1^{er} appel à projet, lancé fin 2008 s'est déroulé jusqu'en 2009. Il a permis de retenir 31 projets (dont deux avec une valorisation du biogaz) pour une production énergétique totale de 145 ktep. Le total des investissements s'élève à 148 M€, le budget d'aide totale couvre 41% des investissements avec un ratio d'aide moyen de 417 €/tep. Le ratio d'aide le plus bas est de 155 €/tep.

7.2.1.2 Proposition de subventions à l'investissement

Pour rendre rentable 95 % des projets (5 % des projets ne peuvent être rendus rentables avec les subventions), le total d'aides nécessaires apportées comme subvention à l'investissement s'élève à 86 M€, ce qui représente 3800 €/tep en moyenne (écart-type de 2000 €/tep).

Le taux de subvention moyen est de 64 % de l'investissement (écart-type de 27 %).

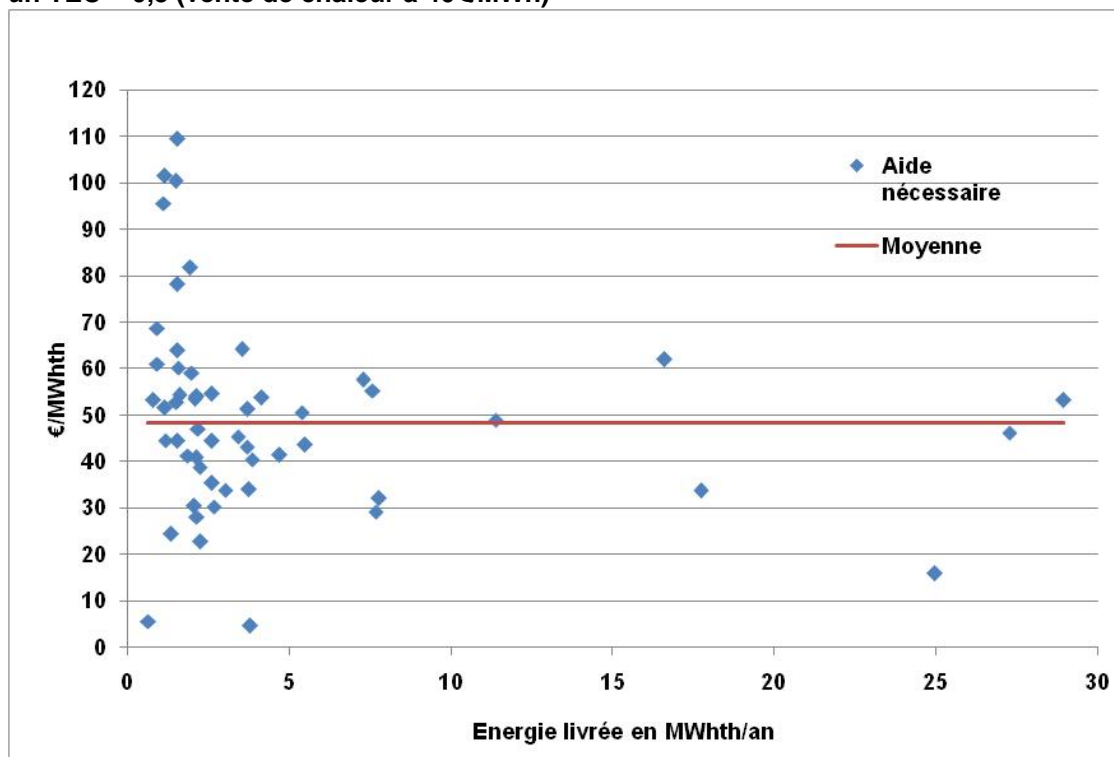
Le taux d'aide à l'investissement pour atteindre cet objectif est de 3800 €/tep (rappelons que 80% du tarif de vente est lié à la génération du biogaz et 20% lié à la conversion du biogaz en chaleur). Cette aide inclut les investissements liés à la génération du biogaz. Ce montant d'aide n'est donc pas directement comparable avec les résultats observés lors du premier appel à projet, qui ne concerne que des projets ayant déjà une production de biogaz existante.

Figure 49 : Aide nécessaire à l'investissement en €/tep (vente de chaleur à 40€/MWh)

A titre de comparaison, avec un mécanisme « tarif d'achat garanti » comme ce qui existe pour l'électricité, le tarif proposé permettant de rendre 57 % de projets viables, pour un TEC moyen de 0,58, et un TEC moyen des projets viables de 0,92., devrait s'élever à 80 €/MWh de chaleur vendue et une prime aux projets valorisant des déjections animales (5 €/MWh à partir de 30 % de déjections animales et 15 €/MWh à partir de 60 % de déjections animales).

En moyenne, ce tarif proposé est de 90 €/MWhth sur l'ensemble des dossiers. Ceci correspond en moyenne à un surplus de 50 €/MWhth sur l'ensemble des dossiers par rapport à un prix de vente de la chaleur de 40 €/MWh.

Figure 50 : Aide nécessaire à la vente de l'énergie thermique nécessaire pour atteindre un TEC = 0,5 (vente de chaleur à 40€/MWh)



7.2.2 Comparaison mécanismes subvention/Tarif

Tableau 12 : Filière Chaleur - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour la chaleur produite à partir de biogaz par rapport au tarif du marché de la chaleur

Montant total d'aides publiques en € Filière Chaleur (tarif du marché 40 €/MWh)	Mécanisme Tarifs d'achat	Mécanisme Subventions à l'investissement (taux de subvention moyen)	Nb de projets « subventionnables », (TEC > -1) par rapport au tarif
Total des projets viables (TEC = 0,5)	138 454 146	85 881 451 (64 %)	95 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (totalité des projets)	138 255 592	93 498 148 (72 %)	98 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (projets viables uniquement, TEC > ou = à 0,5)	71 895 752	38 181 069 (68 %)	100 %

Comme pour l'électricité, le montant total par le mécanisme d'aide à l'investissement est moins élevé que celui d'aide par le tarif d'achat sur une durée 15 ans. Il représente de 53% à 68% du montant total attribué par le mécanisme de tarif d'achat mais ne permet pas de garantir la viabilité de la totalité des projets.

7.3 Filière Biométhane

7.3.1 Application des tarifs d'achat proposés dans le cadre du groupe de travail à la DGEC en 2009

Le MEEDDM, suite aux conclusions favorables de l'AFSSET sur l'innocuité sanitaire de l'injection du biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel, a créé, début 2009, un groupe de travail pour encadrer cette nouvelle activité qui pourrait déboucher, à terme, si le besoin s'en fait sentir, sur une réglementation qui est inexistante à ce jour. D'autres pays comme l'Allemagne, la Suède ou la Suisse, procèdent déjà à l'injection de biométhane dans les réseaux.

Décembre 2009, un rapport final a été remis faisant état des réflexions des professionnels rassemblés au sein de ce groupe. Ce rapport fait le point sur les conditions d'accès réglementaires et techniques de l'injection du biogaz épuré dans les réseaux de gaz naturel. Il examine également différentes pistes de mécanismes économiques qui pourraient favoriser le démarrage de cette filière.

Une grille tarifaire a été notamment proposée pour le biométhane produit à partir d'unité de méthanisation rurale.

Dans le cadre de la présente étude, nous proposons d'examiner les résultats de l'application de cette grille tarifaire à l'échantillon étudié.

Tableau 13 : Grille tarifaire pour l'achat du biométhane produit à partir de biogaz (source : rapport final DGEC 2009)

Energie livrée, GWh/an	Tarif d'achat proposé €/MWh	
0	125	Interpolation entre 4 et 28 GWh/an
4	125	
28	70	

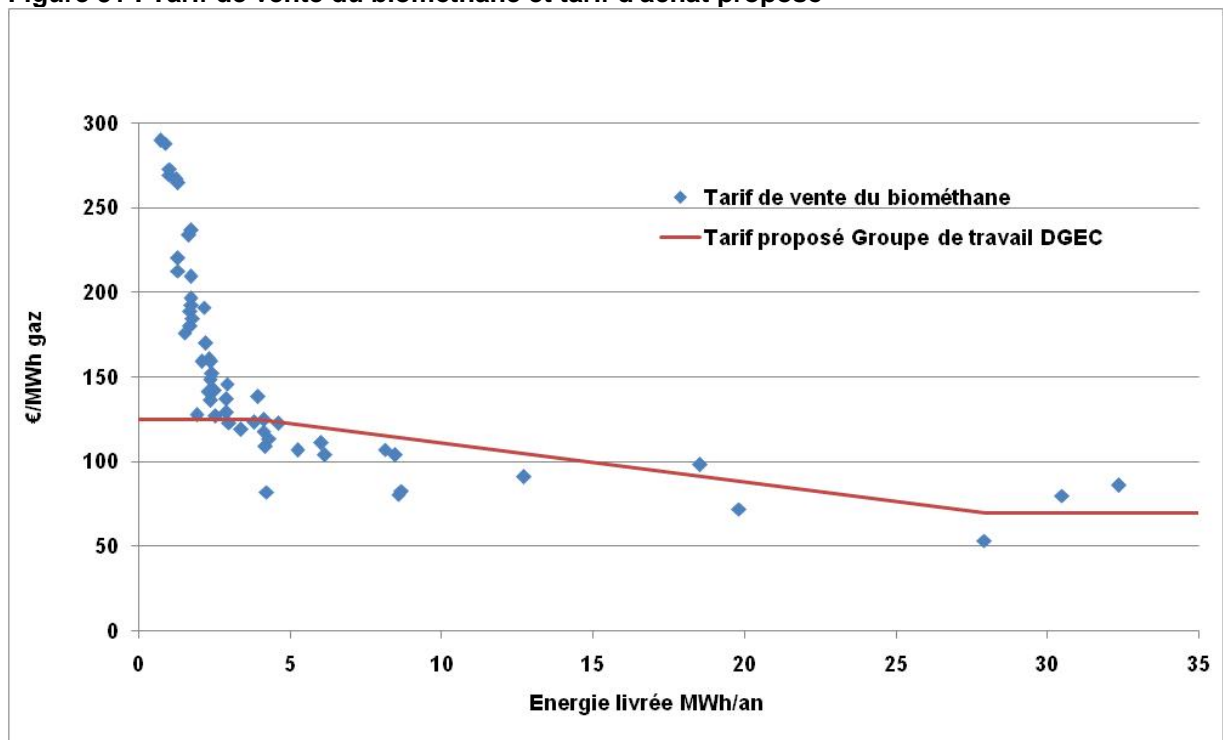
L'application de ces tarifs d'achat à l'ensemble des dossiers donne les résultats suivants :

- 29 % des projets sont viables (TEC > ou = à 0,5).
- La moyenne des TEC de l'ensemble des dossiers est de -0,13 et la moyenne des TEC des dossiers viables est de 1,04.

Avec ces tarifs, aucun des projets de moins de 3 GWh/an d'énergie livrée n'est viable. 71 % des projets de plus de 3 GWh/an sont viables avec des TEC moyens observés de 0,8 pour l'ensemble des dossiers.

Ce tarif permet donc de procéder, dans les conditions actuelles concernant les prix liés au raccordement (prévus pour de grandes capacités), au démarrage de la filière, en excluant les petites unités, pour lesquelles l'effet d'échelle est important (coûts fixes élevés).

Le tarif n'a pas prévu de primes comme pour l'électricité, le mécanisme n'étant qu'à stade expérimental. La sophistication et la révision des tarifs s'imposera dès lors que les premières installations auront été mises en œuvre et que la réflexion sur les petites unités et notamment les conditions d'accès au réseau (poste de raccordement, injection, odorisation) auront été menées.

Figure 51 : Tarif de vente du biométhane et tarif d'achat proposé

7.3.1.1 Proposition de subventions à l'investissement

95 % des projets ne peuvent être rendus rentables par l'apport de subventions à l'investissement si le biométhane est vendu au tarif du marché (30 €/MWh dans cette étude). Ce système n'est pas adapté à cette filière qui fait l'objet de charges annuelles importantes.

7.3.2 Comparaison mécanismes Subventions/Tarifs

Tableau 14 : Filière Biométhane - Montant Total des aides publiques à partir des deux mécanismes proposés, tarifs d'achat garantis et subventions, pour le biométhane produit à partir de biogaz par rapport au tarif du marché du gaz naturel.

Montant total d'aides publiques en € Filière Biométhane (tarif du marché 30 €/MWh)	Mécanisme Tarifs d'achat	Mécanisme Subventions à l'investissement (taux de subvention moyen)	Nb de projets « subventionnables », (TEC > -1) par rapport au tarif
Total des projets viables (TEC = 0,5)	269 281 127	14 977 642 (4 %)	5 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (totalité des projets)	253 406 356	276 361 151 (300 %)	78 %
Total des aides avec les tarifs proposés par rapport au tarif du marché (projets viables uniquement, TEC > ou = à 0,5)	120 206 796	62 473 402 (130 %)	100 %

Pour cette filière, seul le mécanisme de tarif d'achat garanti permet de rendre viables les projets. En effet, le TEC étant inférieur à -1 pour 95 % des projets pour le prix du marché proposé (30 €/MWh), les subventions ne permettent pas de rendre viables les projets même avec un taux supérieur à 100 % de l'investissement.

7.4 Synthèse des mécanismes pour les trois filières

Les tableaux suivants détaillent les résultats de l'application des tarifs proposés sur la rentabilité des installations, par filière et par taille d'unités.

Tableau 15 : Nombre de projets viables, TEC moyen pour les tarifs proposés dans chaque filière

Pour les tarifs proposés	Nb projets TEC > 0,5	Moyenne des TEC de tous les dossiers	Moyenne des TEC des sites viables
Filière électricité	57 %	0,66	1,07
Filière chaleur	57 %	0,58	0,92
Filière biométhane	29 %	-0,13	1,04

Tableau 16 : Détail des résultats de l'application des tarifs proposés pour chaque filière et par taille de projets

Pour les tarifs proposés	Petites unités			Unités moyennes			Grandes unités		
	Nb projets TEC > 0,5	TEC moyen	TEC des sites viables	Nb projets TEC > 0,5	TEC moyen	TEC des sites viables	Nb projets TEC > 0,5	TEC moyen	TEC des sites viables
Filière Electricité	57 %	0,70	1,15	65 %	0,76	0,99	42 %	0,39	1,12
Filière chaleur	56 %	0,54	0,91	65 %	0,63	0,85	43 %	0,65	1,24
Filière biométhane	0 %	-0,79	ND	76 %	0,80	0,95	57 %	0,80	1,36

Tableau 17 : Définition des tailles de projets

	Unités	Petites unités	Unités moyennes	Grandes unités
Filière Electricité	kWe	<150	150-500	>500
Filière chaleur	Tep vendue/an	<250	250-830	>830
Filière biométhane	GWh vendu/an (m3 CH4/h produit)	<3 (< 40)	3-10 (40-125)	>10 (>125)

7.4.1 Filière Electricité et Chaleur

Les tarifs d'achat proposés permettent de rendre rentables (TEC > ou égal à 0,5) plus de la moitié des projets dans le cas de production d'électricité et de chaleur, essentiellement les projets de petites et moyennes tailles (< 500 kWe).

Pour les projets de grandes tailles (500-2500 kWe), le nombre de projets rendus viables par les tarifs proposés est de l'ordre de 40 %. L'échantillon étant restreint (9 sites de grandes tailles), on observe de nombreux cas de figures distincts.

Le TEC moyen pour ces filières est de 0,6 environ, dépassant le seuil de rentabilité fixé dans cette étude (TEC = 0,5 soit 7 ans de temps de retour brut sur investissement). Toutefois, l'application de ces tarifs permet de conserver la rentabilité de 43 % des projets pour lesquels les recettes liées à la redevance de traitement de déchets ne seraient pas maintenues sur la durée du contrat (marché concurrentiel) et leur TEC moyen passe à 0,5.

Pour les filières de vente d'électricité et de chaleur, le mécanisme du tarif d'achat sur une durée garantie de 15 ans revient globalement plus cher que les subventions à l'investissement. Toutefois, le taux de subventions applicable pour atteindre les mêmes objectifs que par le mécanisme de tarif d'achat est de l'ordre 70 à 80 %.

Dans le cas où les recettes liées à la redevance de traitement de déchets, et dans une moindre mesure pour les recettes envisagées par la vente de digestat et les économies d'engrais, ne sont plus maintenues, les deux mécanismes sont quasiment équivalents.

Pour l'ensemble des projets étudiés et pour les tarifs proposés dans cette étude, le soutien à la filière électricité est équivalent au soutien de la filière chaleur. Ces résultats sont valables dans les conditions actuelles concernant les taux de valorisation de la chaleur cogénérée et les recettes liées à la vente de chaleur cogénérée pour la filière électricité et pour la filière chaleur dans la mesure où la totalité de la chaleur produite est vendue.

7.4.2 Filière biométhane

Dans le cas de vente de biométhane, le nombre de projets rendus viables par l'application des tarifs proposés dans le cadre du groupe de travail de la DGE en 2009 est de 28 % sur l'ensemble des projets mais de près de 70 % dans le cas des projets de moyennes et grandes tailles. Pour cette filière, le seuil de faisabilité se situe autour de 3 à 5 GWh de biométhane vendu, soit environ 50 m³ CH₄/h. Le TEC moyen pour ces sites est de l'ordre de 0,8 et passe à 0,5 sans la prise en compte des recettes liées au traitement de déchets. Le mécanisme adapté est celui du tarif d'achat. En effet, l'aide à l'investissement n'est possible que dans 5 % des cas.

7.5 Autres solutions

7.5.1 Prêt à taux bonifiés

L'attribution de prêts à taux bonifiés permet la diminution des frais financiers. A titre d'exemple, deux mécanismes proposés, l'un en Midi-Pyrénées et l'autre en Allemagne spécifiquement sur la production d'énergie renouvelable :

Midi-Pyrénées : Mesure dans le cadre du Plan Régional de soutien à la production d'énergies renouvelable. Ce mécanisme envisagé par la région Midi-Pyrénées pour faciliter le financement d'installations de production d'électricité décentralisée renouvelable, mise en place d'un Fonds Régional de garantie en partenariat avec la Banque Européenne d'Investissement : dispositif de garantie des prêts accordés par une banque locale partenaire de la Banque Européenne d'Investissement.

Allemagne : financement par la banque KfW, dans le cadre du programme dédié aux énergies renouvelables (KfW-Programm Erneuerbare Energien). L'objectif de cette banque est de proposer d'une part de crédits classiques à long terme et d'autre part de programmes innovants conçus dans l'objectif de renforcer les capitaux propres des entreprises. Pour les projets de production d'énergie renouvelables, cette banque propose des taux préférentiels pour les projets, de l'ordre de 1,99 % (programme Premium) à 2,57 % (Standard).

L'application d'un taux d'intérêt du prêt à 2 %, permet de diminuer les tarifs de vente des différents vecteurs d'énergie (électricité, chaleur et gaz) de 7 % à 15 % en moyenne selon les cas.

7.5.2 Dispositif des projets domestiques

De manière globale, le dispositif des projets domestiques n'est pas utilisé pour les projets de méthanisation rurale, car le dispositif est finalement assez peu adapté aux projets de petite taille et l'agrégation est difficile pour ce type de projet. Les pistes d'améliorations proposées ici portent principalement sur l'adaptation du dispositif aux projets dont les réductions d'émissions sont inférieures à 10 000 tCO₂e / période.

La première piste d'amélioration est de faciliter l'agrégation de petits projets, afin de simplifier certaines démarches (notamment la démonstration de l'additionnalité de chacun des projets) et de réduire les coûts liés au développement d'un projet domestique.

Une façon de faciliter la démonstration de l'additionnalité est la définition de standards de performance (seuil de réduction d'émission en dessous duquel tous les projets pourraient être éligibles automatiquement). La difficulté réside alors dans la définition du standard. Le problème des standards de performance est que certains projets additionnels peuvent ne pas passer, et inversement, des projets non additionnels peuvent passer.

Une seconde piste pour faciliter l'agrégation de petits projets (non exclusive du reste de la première) réside dans l'utilisation de l'approche programmatique, initialement conçue pour le MDP et déjà adaptée en Europe pour la MOC (Cf. en Allemagne). A la différence de l'agrégation de projets qui est un cadre fermé (dans lequel tous les projets agrégés doivent être connus et décrits dans le dossier de projet), le projet programmatique s'inscrit dans un ensemble ouvert, dans lequel les projets, dès lors qu'ils répondent aux conditions « d'adhésion » entrent au fur et à mesure de leur lancement mais ne sont pas connus à l'avance.

En matière de démonstration de l'additionnalité, à titre de comparaison avec les dispositions indiquées précédemment avec le système de l'Agrégation de projets, les lignes directrices pour les projets programmatiques qui sont en cours d'élaboration par le Comité de supervision de la mise en œuvre conjointe laissent – en l'état actuel de la rédaction – le choix au porteur de projet du niveau de la démonstration de l'additionnalité : au niveau du projet ou au niveau du programme.

Dans son guide pour l'élaboration d'un projet programmatique, la Caisse des Dépôts préconise, à l'instar de ce qui a d'ores et déjà été réalisé en Allemagne, d'effectuer la démonstration de l'additionnalité au niveau du dossier de Programme :

« Veuillez expliquer comment et pourquoi le Programme et les Projets qui y sont éligibles sont additionnels et par conséquent, pourquoi ceux-ci diffèrent globalement du scénario de référence. »⁸

Une sensibilisation des porteurs de projet potentiels au type de projet à mettre en œuvre (production d'électricité vs. réductions d'émissions de gaz à effet de serre) serait également souhaitable, afin que les porteurs de projet puissent évaluer les coûts et bénéfices de chacun des types de projet.

En termes de calendrier, il est important d'avoir une visibilité de plus long terme (supérieur à 5 ans) afin de permettre aux développeurs de projet d'évaluer l'intérêt du dispositif le plus tôt possible, l'horizon d'investissement d'un porteur de projet étant plutôt de l'ordre de 20 ans.

Enfin, le dispositif gagnerait à être harmonisé au niveau européen (soit à l'échelle de l'UE 27, soit d'un nombre plus restreints de pays participants) afin d'accroître la visibilité du dispositif, d'augmenter le nombre d'acheteurs potentiels pour les crédits et d'acteurs (développeurs de projets, auditeurs et bureaux d'études pour l'accompagnement de projet, etc...)

Il sera ainsi possible de mutualiser l'expérience des différents États Membres (l'Allemagne, le Royaume-Uni ont mis en place un tel dispositif). Cette option sera à reconsidérer dans le cadre du futur cadre international et d'une prochaine révision de la Directive ETS.

L'analyse détaillée de ce mécanisme est donnée en annexe.

8 Guide méthodologique de la Caisse des Dépôts pour constituer le Dossier Descriptif de Projet Programmatique (JPoA –DD), page 31

8 Conclusion

L'étude met tout d'abord en avant l'importance des coûts d'investissement dans le coût global de production du biogaz, notamment par rapport aux prix allemands affichés aujourd'hui. Ce décalage provient d'une différence de maturité de la filière et du surcoût du génie civil en France, observé également sur d'autres filières (chaufferie bois notamment).

Elle rend compte ensuite de l'impact des subventions sur la rentabilité des installations. Celles-ci permettent dans la mesure où elles représentent de 30 à 50% de l'investissement de garantir la viabilité de plus de 75% des projets. Les subventions restent toutefois des instruments complémentaires, mais non suffisants pour permettre le décollage de la filière (incertitude pour le passage à l'acte, renchérissement des investissements).

L'étude propose enfin des pistes d'améliorations du soutien des pouvoirs publics aux différents vecteurs énergétiques produits à partir de biogaz, l'électricité, le biométhane et la chaleur.

L'étude a montrée que l'amélioration des conditions de rentabilité passe pour la filière électrique par :

- l'ajout d'une aide à l'investissement de 30 à 50%.
- ou par une nouvelle révision des tarifs d'achat d'électricité : globalement, une augmentation de l'ordre de 30% apparaît nécessaire.

Les tarifs d'achat proposés peuvent se décomposer entre une augmentation de la prime à l'efficacité énergétique pour encourager la valorisation thermique et l'instauration d'une prime au traitement des déjections d'élevage. Pour la filière électricité, ce taux de subvention est ce que l'on observe sur les projets déposés aujourd'hui auprès des pouvoirs publics.

L'étude montre également que les autres filières de valorisation de l'énergie (injection du biométhane et valorisation thermique) doivent être soutenues pour permettre un développement d'un plus grand nombre de projets, notamment dans le cas où il y a absence de débouchés thermiques (injection) ou inéquation entre les besoins thermiques et la valorisation possible de la chaleur cogénérée (besoin haute température). De plus ces filières garantissent une meilleure efficacité énergétique (rendements supérieurs à la cogénération).

Pour ces filières, le soutien passe par un tarif d'achat pour l'injection du biométhane conforme aux travaux déjà réalisés dans le cadre du groupe de travail à la DGEC en 2009 pour le démarrage de la filière et par une aide à l'investissement conséquente dans le cas de la valorisation thermique d'au moins 3800 euros/tep, étant donné l'absence d'un mécanisme de tarif d'achat garanti.

Enfin, l'étude a montré une différence entre le mécanisme de soutien à l'investissement et les tarifs d'achat garanti. Le premier se révèle moins onéreux pour les pouvoirs publics que le second, notamment pour les filières électricité et chaleur. Toutefois, la garantie d'un tarif d'achat sur une durée fixée est intangible pour permettre le passage à l'acte. De plus, le système de subvention pousse bien souvent au renchérissement des investissements.

9 Annexe 1 : État des lieux de la filière biogaz et du système de soutien en Allemagne

La production de biogaz est une technologie bien maîtrisée en Allemagne. Quelques rares petites installations ont été construites avant et depuis les années 1970, mais ces petites installations n'étaient pas compétitives sur les coûts de production d'électricité. Le gouvernement allemand a ensuite décidé d'établir un système de soutien aux énergies renouvelables basé sur des tarifs d'achat pour l'énergie électrique (la «Loi sur la priorité aux sources d'énergie renouvelable», en Allemand : "Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien", appelé EEG, voir référence [1]).

9.1 Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (EEG)

Dans le cadre de la loi accordant la priorité aux énergies renouvelables – l'EEG – des tarifs d'achat fixes sont accordés pour une durée de 20 ans. Dans le cas d'installations biogaz, le tarif est calculé avec un tarif de base et plusieurs bonus supplémentaires cumulables. Ce système a été conçu pour soutenir les installations de biogaz en général (tarif de base) et de privilégier le développement de certaines filières (avec les bonus). Les instituts de recherche DBFZ et TLL sont en charge du suivi annuel de l'EEG (voir référence [2]) pour réagir aux développements et ajuster les tarifs aux coûts et circonstances réels. Ils étudient notamment l'efficacité de la loi sur le développement du marché, et vérifie que les tarifs permettent à l'Allemagne d'atteindre ses objectifs en matière de production d'énergie renouvelable. La révision de l'EEG n'est pas planifiée de manière régulière, mais a lieu tous les 4 à 5 ans environ (la loi est entrée en vigueur en 2000, et a été amendée en 2004 et 2009).

Les tarifs actuels sont déclinés en fonction de la taille des installations :

Tableau 18 : Tarifs d'achat biogaz – Source EEG 2009

		≤ 150 kW él	≤ 500 kW él	≤ 5 MW él
Tarifs de base		11,67 c€/kWh	9,18 c€/kWh	8,25 c€/kWh
Bonus pour Cultures énergétiques		7,0 c€/kWh	7,0 c€/kWh	4,0 c€/kWh
Bonus lié à l'utilisation d'effluents d'élevage		4,0 c€/kWh	1,0 c€/kWh	
Bonus technologique (hors injection de gaz)		2,0 c€/kWh	2,0 c€/kWh	2,0 c€/kWh
Bonus technologique (injection de gaz)	Nouvelles installations	2,0 c€/kWh Si ≤ 350 Nm ³ / h	1,0 c€/kW Si ≤ 700 Nm ³ / h	
	Anciennes installations	2,0 c€/kWh		
Bonus Cogénération de chaleur		3 c€/kWh	3 c€/kWh	3 c€/kWh
Bonus lié aux émissions de formaldéhyde		1,0 c€/kWh	1,0 c€/kWh	
Bonus pour l'aménagement des paysages		2,0 c€/kWh	2,0 c€/kWh	

Les différents bonus sont cumulables. Ainsi, une grande partie des projets obtiennent les bonus pour cultures énergétiques, effluents d'élevage et cogénération. Les opérateurs peuvent justifier des entrants utilisés et donc des bonus auxquels ils sont éligibles de plusieurs manières. La manière la plus simple est de noter de manière régulière les entrants utilisés, ces rapports pouvant être contrôlés de manières aléatoires par les services administratifs. En cas de fraude, le bonus est supprimé pour toute la durée de vie du projet, ce qui est un risque trop important pour les exploitants. Les opérateurs ont également la possibilité de demander l'avis d'un expert agréé par le Ministère, qui visite le site annuellement et vérifie les rapports où sont consignés

les entrants utilisés (en particulier dans les cas où plusieurs types d'entrants sont utilisés et où le bonus porte sur une partie de l'installation par exemple).

Il y a une dégressivité de 1 % par an pour le tarif de base et tous les bonus afin de s'adapter aux réductions des coûts par le développement de la technologie.

Toutes les installations de production de biogaz peuvent obtenir le tarif de base (à l'exception du biogaz de décharge et de stations d'épuration qui bénéficient de tarifs spécifiques). Les coûts de production de biogaz diminuent en particulier avec des capacités de production plus élevées. Pour soutenir les petites installations décentralisées, le tarif de base pour les premiers 150 kWél est plus élevé que le tarif pour les installations jusqu'à 500 kWél et est limité à 5 MWél (pour éviter les transports de longues distances). Le tarif est proportionnel à la production de l'installation (une puissance moyenne est calculée à partir de la production d'électricité et le nombre d'heures de fonctionnement par an – 8760 heures – pour calculer une puissance moyenne « EEG »).

Exemple (avec le tarif de base): Une installation de 300 kW fonctionnant 8200 heures par an, produit environ 2 460 000 kWh par an (pleine capacité).

$2\,460\,000 \text{ kWh produits} / 8760 \text{ heures/an} = 280,82 \text{ kW}$ (puissance moyenne selon l'EEG)

Les premiers 150 kW bénéficient du tarif le plus avantageux soit 11,67 c€/kWh :

$150 \text{ kW} * 8760 \text{ h/an} * 11,67 \text{ c€/kWh} = 153\,343,80 \text{ € /an}$

Les 130,82 kW restants bénéficient du tarif de 9,18 c€/kWh :

$130,82 \text{ kW} * 8760 \text{ h/an} * 9,18 \text{ c€/kWh} = 105\,202,3 \text{ € /an}$

Les revenus générés par le tarif d'achat de l'installation sont de: 258 546,10 €/a.

Soit un tarif moyen de 10,51 c€/kWh

La prime aux cultures énergétiques (7 c€/ kWhél jusqu'à 500 kWél puis 4 c€/ kWhél jusqu'à 5 MWél ; 6 c€/kWh sur la période 2004 - 2008) – en allemand Bonus NawaRo pour Nachwachsende Rohstoffe, cultures énergétiques) est le bonus le plus important et le plus influant.

Ce bonus résulte de plusieurs objectifs politiques motivés : Historiquement, il y a eu une surproduction de produits agricoles dans l'UE. En Allemagne, les agriculteurs obtenaient des primes pour les terres non cultivées (10 % des terres arables, n'étaient pas cultivées, ce qui représente 1,2 million d'hectares sur un total de 12 millions d'hectares de terres arables). D'un autre côté, il y avait **l'objectif d'accroître la production de bioénergie**. C'est la raison pour laquelle l'Allemagne a voulu produire des cultures énergétiques sur ces terres. **Des analyses de cycle de vie ont démontré l'avantage des bioénergies par rapport aux énergies fossiles.**

Une raison supplémentaire pour l'instauration de ce bonus était le développement de **nouvelles possibilités de revenus pour les agriculteurs**. Environ 560 000 et 580 000 ha de terres ont été cultivées pour produire des cultures énergétiques pour les installations de biogaz en 2008. Les types de cultures sont discutés dans le chapitre: Apports de matières organiques, substrats.

Si les matières apportées contiennent plus de 30 % d'effluents d'élevage, l'agriculteur obtient un nouveau bonus introduit en 2009 de 4 c€/ kWhél pour les installations jusqu'à 150 kWél et de 1 c€/kWhél jusqu'à 500 kWél. Cette nouvelle prime a été créée dans le but de traiter plus de lisier et fumier que précédemment. Jusqu'en 2008, la plupart des installations biogaz allemandes avaient une puissance supérieure à 500 kWél et étaient essentiellement alimentées avec des cultures énergétiques. Les installations inférieures à 200 kWél n'ont plus du tout été installées en Allemagne. Mais les **meilleurs bénéfices écologiques** (concernant la réduction des émissions de CO₂ et d'autres effets) peuvent être obtenus avec la méthanisation d'effluents (voir le chapitre sur Les aspects écologiques). Ainsi, il y a beaucoup de fermes d'élevage sans la surface suffisante pour construire une unité de méthanisation de grande taille à partir de

cultures énergétiques. Ce bonus a été instauré spécialement pour **favoriser le traitement des effluents dans de petites installations** et pourrait aider à démarrer un nouveau développement des installations de biogaz de petites tailles.

Les bonus pour les cultures énergétiques et pour les effluents d'élevage peuvent être cumulés si les conditions sont réunies.

De plus, certaines technologies susceptibles d'**accroître de nouveaux développements techniques** peuvent bénéficier du bonus technologique (de 2 c€/kWhél) : c'est le cas des micro-turbines à gaz, les moteurs Stirling, piles à combustible, gazéification de bois et modules ORC (moteurs en utilisant le cycle de Rankin). Dans la pratique, ce bonus est rarement utilisé et n'est pas suffisamment élevé pour la plupart de ces technologies, même si les développements dans les turbines à gaz et piles à combustibles peuvent en faire des options prometteuses dans le futur.

Le bonus technologique pour l'injection réseau dépend du volume de biogaz produit (2 c€/kWhél lorsque la production de biogaz est inférieure à 350 m³/h, 1 c€/kWhél si la production est comprise entre 350 et 700 m³/h). Une installation de 350 m³/h correspond à environ 700 kWél et 700 m³/h à environ 1,4 MWél. Le bonus est versé à l'opérateur de la cogénération (sur l'électricité et la chaleur, les kWh thermiques sont convertis en kWhél). Il est accordé aux installations de purification du biogaz en biométhane après injection réseau, extraction de gaz naturel (dans la même quantité de kWh que le biogaz injecté par an) et production d'électricité.

La raison de ce bonus est que les installations agricoles types ont des difficultés à valoriser toute la chaleur produite. En utilisant le réseau de gaz, le biogaz est transporté jusqu'au consommateur, où il peut être utilisé avec une efficacité beaucoup plus élevée (électricité et chaleur). Ainsi, ce bonus soutient la chaleur renouvelable et l'efficacité énergétique. D'un autre côté, l'Allemagne souhaite réduire sa dépendance aux importations de gaz naturel et vise à substituer 10 % du gaz naturel par du biogaz.

Le bonus de cogénération de chaleur a été créé pour **soutenir l'utilisation de la chaleur**. Ce bonus s'élève à 3 c€/kWhél (contre 2 c€/kWhél dans l'EEG précédente) est destiné à chaque utilisation externe de la chaleur (c'est-à-dire hors chaleur utilisée pour la production de biogaz). **Au cours des années précédentes, l'usage externe de la chaleur a été insuffisant.** Le résultat de ce bonus est très positif, aujourd'hui quasiment toutes les installations biogaz utilisent au moins une partie de la chaleur produite. Cette prime ne couvre que l'usage externe de la chaleur (chaleur vendue) et non la chaleur utilisée en interne dans le processus de production du biogaz. La plupart de la chaleur est utilisée sur les exploitations agricoles (bâtiments, étables, séchage, refroidissement) et dans les maisons ou les industries environnantes.

Le bonus dit d'émission propre (d'1 c€/kWhél, instauré en 2009) est versé pour les installations de cogénération émettant moins de 60 mg/m³ de formaldéhyde. Ce bonus a été élaboré après avoir mesuré des **niveaux trop élevés d'émissions de formaldéhyde dans les fumées des cogénérations**. Ce bonus conduit à l'**installation de catalyseurs** pour répondre aux limites d'émissions. Les niveaux d'émissions de formaldéhyde sont définis dans la Loi sur le contrôle de la qualité de l'air « Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft » également appelée TA Luft. Ces seuils s'appliquent à toutes les installations, et non uniquement aux cogénérations biogaz.⁹ Il semblerait qu'il n'y ait pas de seuil équivalent en France. Cependant, il serait intéressant de mesurer les émissions et de les comparer aux seuils de la TA Luft et de prendre les dispositions nécessaires pour limiter les émissions de formaldéhyde de manière générale sur les installations de cogénération (et pas uniquement sur les installations biogaz, ce qui pourrait les pénaliser vis-à-vis d'autres filières).

⁹ TA Luft (anglais) : http://www.bmu.de/english/air_pollution_control/ta_luft/doc/36958.php

Le bonus pour l'aménagement des paysages (2 c€/kWhél, nouveau bonus instauré en 2009) est accordée aux installations de biogaz qui produisent du biogaz à partir de tontes issus de la gestion des paysages. Ce bonus est très rarement utilisé dans la pratique.

Ces informations sont tirées de l'EEG [1], des informations de contexte peuvent être trouvées dans l'article « Die Entwicklung des Biogasmrkts in Deutschland : Auswirkungen der EEG-Novelle 2009 » [4].

Les nouveaux tarifs s'appliquent aux installations existantes (sauf pour quelques rares exceptions à la marge), ce qui a des avantages (la plupart des tarifs sont plus élevés) mais également des désavantages (lorsqu'il y a plusieurs installations de biogaz sur un site – 5 fois 500 kW par exemple- il est désormais considéré comme une seule grande installation de 2500 kW, avec ainsi moins de revenus).

9.2 Développement du nombre d'installations de biogaz

Avant 2000, la production d'électricité à partir de biogaz était rarement compétitive sur le marché. En 2000, 1000 unités étaient installées (totalisant une puissance inférieure à 400 MW) résultants de l'introduction de l'EEG et du tarif d'achat d'environ 10 c€/kWhél. Il ya eu une évolution jusqu'à 700 nouvelles installations jusqu'en 2004. En 2004, l'EEG a été modifié avec des tarifs beaucoup plus élevés. Ce fut le point de départ d'un développement rapide : on dénombre jusqu'à 700 nouvelles installations par an dans les années 2005 et 2006, contre 100 à 300 installations par an auparavant. À la fin 2008, on compte plus de 4000 unités de méthanisation installées en Allemagne, d'une capacité totale de 1 400 MW. La moyenne de puissance électrique installée est passée de moins de 200 kWél en 2000, à près de 400 kWél en 2008. La plupart des unités installées aujourd'hui ont une capacité de 500 kWél. On observe une tendance vers le développement de plus grosses installations jusque plusieurs MWél.

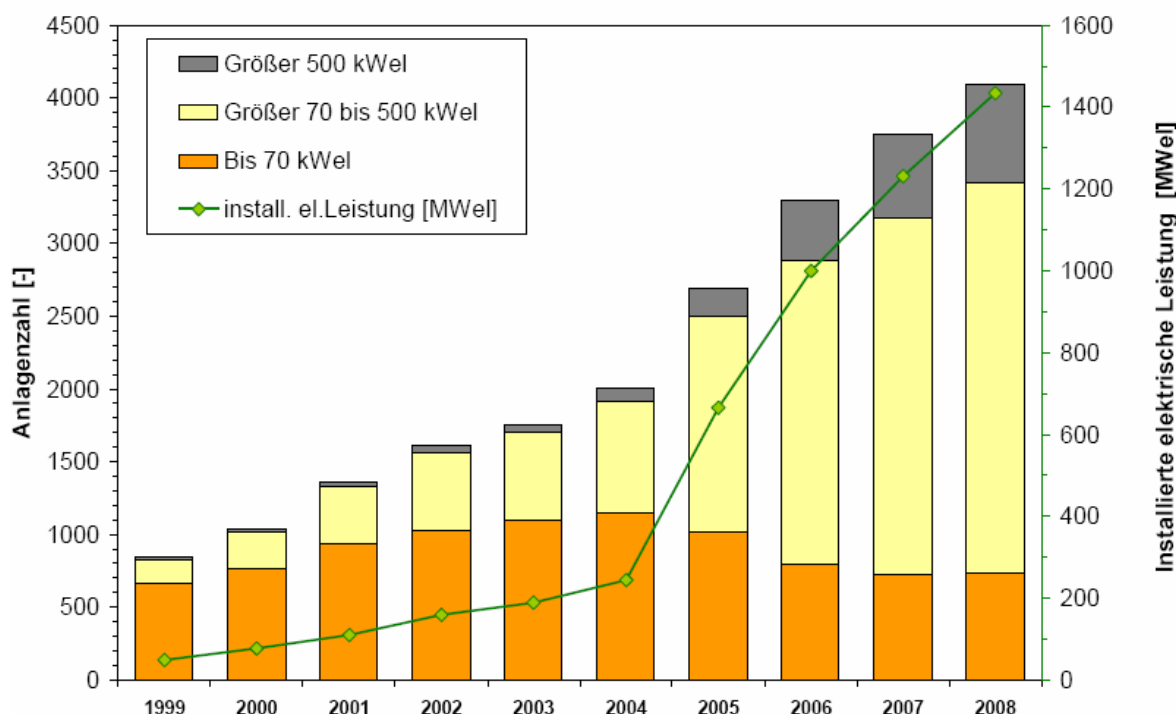
Le développement des 10 dernières années est représenté sur la figure ci-dessous. Elle montre en particulier le développement après la modification de l'EEG et des tarifs de rachat en 2000 et 2004. Dans les années 2007 et 2008, le nombre de nouvelles installations a diminué pour plusieurs raisons : les sites les plus propices étaient déjà équipés d'unité de méthanisation et les prix des matières premières, notamment des cultures énergétiques, a augmenté. C'est une des raisons qui a conduit à la mise en place de nouveaux tarifs plus attractifs en 2009.

Remarques : les installations biogaz se sont principalement développées dans le secteur agricole. Il est ainsi difficile de trouver des données pour les autres filières. Les ordres de grandeurs données par Eurobserv'ER pour 2007 montrent que le biogaz de décharge et de STEP représente environ 30 % de la production de biogaz (énergie primaire) en Allemagne.

Tableau 19 : Production d'énergie primaire de biogaz en Allemagne en 2007 (Source : Eurobserv'ER)

Décharges	Stations d'épuration	Autres biogaz	Total
416.4 Mtep	270.2 Mtep	1696.5 Mtep	2383.1 Mtep

Figure 52 : Développement du nombre d'installations biogaz à la ferme et centralisées et la capacité électrique installée correspondante en Allemagne – Source : Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger, DBFZ



9.3 Apports de matières organiques, substrats

La matière la plus favorisée comme entrant est le lisier (environ 54 % des entrants en masse) car :

- les entrants sont typiquement gratuits ;
- leur valorisation est importante pour éviter les émissions de méthane ;
- le lisier comprend plusieurs composants utiles à la méthanisation (bactéries, minéraux) ;
- cela permet de réduire les odeurs ;
- et la production de fertilisants.

Par contre, le rendement (et la densité énergétique) est très faible et le volume de matière à gérer est important (nécessitant de gros volumes de digesteur et de stockage, une demande plus importante de chaleur, d'électricité pour le brassage et le pompage, et la gestion du digestat).

C'est pour cela que les installations utilisant les effluents d'élevage sont limitées en taille : une ferme de 1000 vaches génère assez d'effluents pour produire environ 75 m³/h de biogaz soit 150 – 160 kWél. Une installation de cette taille a des coûts de production plus élevés qu'une installation plus importante malgré les coûts de production des cultures énergétiques utilisées en co-substrat. Pour les petites installations, les coûts d'investissement sont plus faibles en valeur absolue mais les coûts de production d'électricité (investissement et opération) sont plus élevés.

Les cultures énergétiques représentent le deuxième type d'entrants en masse (environ 26 % des entrants), mais restent le gisement le plus important pour la production de biogaz. En effet, les cultures énergétiques produisent environ 8 fois plus de biogaz que le lisier (par exemple, l'ensilage de maïs produit 200 m³ / t et le lisier 25 m³ / t), la plupart de la production allemande de biogaz et donc générée à partir de cultures énergétiques (environ 3,5 - 4 fois plus qu'à partir de lisier).

La culture la plus attrayante est le maïs (78 % de toutes les cultures énergétiques). Pour la conserver, et l'utiliser toute l'année après la récolte, le maïs est stocké sous forme d'ensilage. Parmi les autres cultures énergétiques viennent ensuite l'ensilage d'herbe (11 %) et l'ensilage de céréales (9 %). L'utilisation de céréales / grains n'est pas très attractif, car ils peuvent souvent être mieux vendus sur le marché.

Les biodéchets (déchets de cuisine, marchés, résidentiel et déchets industriels) représentent environ 14 % des substrats utilisés et les résidus industriels ou agricoles 6 % (Source : [2])¹⁰.

Remarque sur l'impact de l'évolution des prix des matières premières sur les installations biogaz : il est difficile de faire un lien entre l'augmentation du prix des céréales en 2007-2008 et les abandons de projets en Allemagne. Le prix pour la production de maïs ensilage est un prix local, relativement stable, différent du prix de marché mondial. Les agriculteurs allemands ont le choix entre vendre leur production au prix du marché ou choisir la filière biogaz (conditions plus stables, sur une période de 20 ans général). Cela signifie qu'au moment de choisir d'opter pour la filière biogaz, l'agriculteur doit réserver environ 250 ha de terre et s'engage à ne pas aller vendre cette production sur le marché des céréales. En 2007/2008, un grand nombre d'agriculteurs ont choisi les prix de marché et peu la filière biogaz. Cela a été une des raisons pour le gouvernement d'augmenter les tarifs. Aujourd'hui, les prix des céréales ont diminué et d'avantages d'agriculteurs sont intéressés par la production de biogaz.

Peu de projets ont été abandonnés en 2007/2008 et les abandons ne sont pas imputables à l'augmentation du prix des céréales. Les raisons invoquées sont principalement des raisons techniques : lors du fort développement de projets en Allemagne, un certain nombre de développeurs peu expérimentés se sont lancés. De plus, la reclassification de plusieurs petites installations sur un même site en une seule grande installation pour les tarifs d'achat de la nouvelle EEG est assez défavorable pour ce type d'installations, causant ainsi des abandons¹¹.

9.4 Technologies

La plupart des installations utilisent la fermentation en phase liquide. Les installations de méthanisation en phase sèche¹² ne représentent que 8 % environ de toutes les installations. La technologie étant plus chère, moins de projets ont été développés.

Un bonus pour la fermentation en phase sèche a été introduit puis supprimé du fait de la complexité et l'ambiguïté de la définition.

La plupart des unités sont équipées de réservoirs brassés (vertical ou horizontal), et utilisent une fermentation en 2 étapes avec diverses combinaisons. La méthanisation mésophile (35 – 40°C) est la plus courante.

La nouvelle EEG exige que toutes les installations de plus de 1000 kW (environ 400 kWél) aient couvertes de manière étanche leurs installations de stockage des effluents.

9.4.1 La production d'électricité

La plupart du biogaz produit est transformé dans une unité de cogénération en électricité et en chaleur. Les installations de cogénération types en Allemagne ont des capacités de l'ordre de 350 à 500 kWél. Dans le cas d'installations de 500 kW el un rendement électrique de 38 – 40 % et un rendement thermique d'environ 40 % peut être obtenu¹³. Environ 10 – 20 % de la chaleur produite est utilisée pour chauffer les digesteurs. Une bonne durée de fonctionnement de la cogénération est supérieure à 8000 h / an, avec environ 7800 heures de charge complètes par an.

¹⁰ Différence entre déchets et résidus : les résidus ont une bonne qualité (et donc une valeur marchande) alors que les déchets ne sont pas valorisés (et souvent associés à des coûts de traitement).

¹¹ Cas particulier de l'entreprise Schmack : les difficultés de l'entreprise Schmack ne peuvent être imputées directement à l'évolution des prix des matières premières. Schmack a souffert d'une croissance (trop) rapide, d'un portefeuille de projets risqués et d'un manque de projets en 2008 (l'amendement de l'EEG en 2009 est arrivé trop tard).

¹² Fermentation en phase sèche : contenu en eau des substrats inférieur à 75% (soit 25% de matière sèche)

¹³ Les rendements électriques de référence peuvent être supérieurs à ceux utilisés en France : 38-40 % peuvent être obtenus dans la pratique avec une bonne maintenance des installations (Pour une taille de la cogénération de 350-500 kWél). Les constructeurs annoncent parfois des chiffres encore supérieurs.

9.4.2 Purification du biogaz

Comme évoqué précédemment, la plupart des unités de méthanisation situées dans les zones rurales peuvent rencontrer des problèmes pour valoriser la chaleur. Par la purification du biogaz en biométhane et l'injection dans le réseau de gaz naturel, le biogaz peut ainsi être transporté jusqu'au consommateur. La plupart du temps, le biogaz est utilisé dans une unité de cogénération pour obtenir le tarif d'achat de l'électricité tout en utilisant la chaleur.

Aujourd'hui, c'est l'opérateur de l'unité de cogénération qui reçoit le bonus lié à l'injection du biométhane en plus du tarif de base et des éventuels autres bonus, en justifiant la quantité de biométhane injectée dans le réseau et la quantité (équivalente) de gaz extraite pour la cogénération. Cette justification est annuelle et basée sur les contrats. Une différence de maximum 5 % est tolérée et peut être compensée l'année suivante.

L'opérateur de l'unité de méthanisation vend du biogaz à l'installation de purification, sur la base d'une libre négociation (pas de tarif d'achat).

L'opérateur de l'unité de purification vend le biométhane au gestionnaire du réseau de gaz, sur la base de contrats long terme en général (pas de tarif d'achat). Les coûts de raccordement sont partagés entre l'opérateur de l'installation de purification et le gestionnaire du réseau de gaz (50/50 pour les coûts d'investissement, 100 % des coûts de fonctionnement pris en charge par le gestionnaire du réseau).

Il existe différentes instances (l'association professionnelle Fachverband Biogas, le Parti des Verts, etc...) en faveur d'un nouveau système de tarif d'achat pour l'injection réseau (semblable à l'EEG mais sans passer par la cogénération, afin de valoriser l'utilisation de biogaz carburant ou la substitution au gaz naturel fossile).

Dans le monde il y a plus de 70 usines de purification du biogaz en fonctionnement. En Allemagne, environ 20 usines sont en exploitation et environ le même nombre en construction (Source : Biogaspartner [5]). La liste de ces installations, leur capacité et les process utilisés sont renseignés dans le tableau ci-dessous (Source : Biogaspartner [5], d'après dena, ISET e.V., DVGW e.V.) :

Site	Procédés	Statut	Mise en service	Capacité [m³/h]
Aiterhofen/Niederbayern	Adsorption ¹⁴	Opérationnel	2009	1
Burgrieden (near Laupheim)	Adsorption	Opérationnel	2008	300
<u>Darmstadt-Wixhausen</u>	Lavage (eau) ¹⁵	Opérationnel	2008	148
Godenstedt	Lavage (amine)	Opérationnel	2009	300
<u>Graben/Lechfeld</u>	Adsorption	Opérationnel	2008	500
<u>Güstrow</u>	Lavage (eau)	Opérationnel	2009	5
Güterglück	Adsorption	Opérationnel	2009	650
<u>Hardeggen</u>	Lavage (amine)	Opérationnel	2009	500
Kerpen	Adsorption	Opérationnel	2009	550
Ketzin	Adsorption	Opérationnel	2008	200
<u>Könnern 1</u>	Lavage (eau)	Opérationnel	2007	650
Könnern 2	Lavage (amine)	Opérationnel	2009	1,5
Lüchow	Lavage (eau)	Opérationnel	2009	650
<u>Maihingen</u>	Lavage (eau)	Opérationnel	2008	560
<u>Mühlacker</u>	Adsorption	Opérationnel	2007	500
Niederndodeleben	Pas d'information	Opérationnel	2009	650
<u>Pliening</u>	Adsorption	Opérationnel	2006	485
<u>Rathenow</u>	<u>BiogasUpgrader</u>	Opérationnel	2009	520

¹⁴ PSA (Pressure swing adsorption) : Adsorption modulé en pression

¹⁵ PWS : Pressurized Water Scrubbing

Site	Procédés	Statut	Mise en service	Capacité [m³/h]
<u>Ronnenberg</u>	<u>BiogasUpgrader</u>	Opérationnel	2008	300
Schwandorf I	Lavage biologique	Opérationnel	2007	485
<u>Schwandorf II</u>	Adsorption	Opérationnel	2008	1
Straelen	Adsorption	Opérationnel	2006	550
Tuningen	Lavage (amine)	Opérationnel	2009	250
Werlte	Adsorption	Opérationnel	2007	340
Wüstring	Pas d'information	Opérationnel	2009	700
Schwedt	Pas d'information	Construction	2010	6
<u>Altenstadt/Schongau</u>	Lavage (eau)	Construction	2009	690
Einbeck	Lavage (amine)	Construction	2009	500
Homburg/Efze	Lavage (eau)	Construction	2009	350
Horn - Bad Meinberg	Lavage (amine)	Construction	2009	1
Pohlsche Heide	Adsorption	Construction	2009	350
Semd	Lavage (eau)	Construction	2010	210
Willingshausen/Ransbach	Lavage (eau)	Construction	2009	350
Wriezen	Adsorption	Construction	2009	650
Zeven	Lavage (amine)	Construction	2009	125
Zörbig	Pas d'information	Construction	2010	6
Borken / Hessen	Pas d'information	En attente		390
Dorsten	Lavage (eau)	En attente		250
Alteno	Lavage (amine)	Planifié	2010	350
Angermünde/Schwanendorf	Lavage (eau)	Planifié	2009/2010	650
Arneburg	Lavage (amine)	Planifié	2011	1,25
Barsikow	Pas d'information	Planifié	2010	480
<u>Bergheim/Paffendorf</u>	Pas d'information	Planifié	2009	600
Bergheim/Steinheim	Pas d'information	Planifié	2010	300
Berlin-Ruhleben	Lavage (amine)	Planifié	2010	Pas d'information
Blaufelden - Emmertsbühl	Pas d'information	Planifié	2010	210
Borken / Münsterland	Pas d'information	Planifié	2010	750
Brunne	Lavage (eau)	Planifié	2009/2010	300
Drödenndorf	Lavage (amine)	Planifié	2010	250
Eich in Kallmünz	Adsorption	Planifié	2010	600
<u>Feldberg</u>	Adsorption	Planifié	2010	350
<u>Forchheim im Breisgau</u>	<u>BiogasUpgrader</u>	Planifié	2009	500
Grabsleben	Lavage (amine)	Planifié	2010	350
Gröden	Lavage (amine)	Planifié	2009	250
Guben	Pas d'information	Planifié	2010	750
Heskem	Pas d'information	Planifié	2010	460
Industriepark Höchst	Pas d'information	Planifié	2011	1
Jüterbog	Pas d'information	Planifié	2009	Pas d'information
Lanken	Lavage (amine)	Planifié	2010	700
Neukammer 2	Pas d'information	Planifié	2009	3*600
Neuss am Niederrhein	Lavage (amine)	Planifié	2009	165
Neu-Ullrichstein	Pas d'information	Planifié	2010	460
Schöpstal	Pas d'information	Planifié	2010	625
Schornbusch-Euskirchen	Pas d'information	Planifié	2010	350
	Lavage (eau pressurisée)	Planifié		
Stresow			2010	650
Wittenburg	Pas d'information	Planifié	2009	350
Zschornowitz	Lavage (amine)	Planifié	2010	700

9.5 Analyse des coûts des installations biogaz

Les coûts de production de biogaz sont surtout dépendants de la taille de l'installation (plus le volume de l'installation est important, plus les économies sont importantes sur la production de biogaz). Le deuxième aspect le plus important sur les coûts est le type de matière organique utilisé. Les autres postes sont les coûts d'investissement et les coûts opérationnels. Pour une unité de production de biogaz saine économiquement, la rémunération est fonction essentiellement du tarif d'achat, du nombre d'heures à pleine charge (kWh / an) et de la valorisation de la chaleur.

Les installations de biogaz d'une taille typique en Allemagne (500 kWél) ont des coûts d'investissement d'environ 2800 - 3500 € / kW installé. Les unités de plus petite taille (100 kWél) ont des coûts environ 50 % plus cher (ceci est une estimation car en Allemagne, ces petites unités ne sont pas produites ou vendues ; Source : études BGW-DVGW [3], FNR [6] et actualisation par Ecofys).

Des ordres de grandeurs de coûts d'investissement typiques sont décrits dans le tableau ci-après :

Tableau 20 : Ordre de grandeurs de coûts d'investissement pour deux installations types de 100 et 500 kWél

	Unité de 100 kWél	Unité de 500 kWél
Machines (pompes, soufflants, agitateurs, etc...)	50 000 €	20 000 €
Bâtiments / Construction ¹⁶	180 000 €	700 000 €
Appareils électriques, de mesure, de contrôle	50 000 €	60 000 €
Autres postes	60 000€	200 000 €
Cogénération	160 000 €	420 000 €
Coût total des investissements	500 000 € (soit 5000 €/kWél)	1 600 000 € (soit 3000 €/ kWél)

Les études de BGW-DVGW [3] et FNR [6] calculent des coûts de production du biogaz pour les sept types d'installations biogaz et sont représentés dans la Figure 53:

- BG50G : une installation utilisant 90% d'effluents d'élevage et 10 % de cultures énergétiques de 50 m³ / h (soit 100 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG250G : une installation utilisant 90% d'effluents d'élevage et 10 % de cultures énergétiques de 250 m³ / h (soit 500 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG500G : une installation utilisant 90% d'effluents d'élevage et 10 % de cultures énergétiques de 500 m³ / h (soit 1000 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG50N : une installation utilisant 90% de cultures énergétiques, 10 % d'effluents d'élevage de 50 m³ / h (soit 100 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG250N : une installation utilisant 90% de cultures énergétiques, 10 % d'effluents d'élevage de 250 m³ / h (soit 500 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG500N : une installation utilisant 90% de cultures énergétiques, 10 % d'effluents d'élevage de 500 m³ / h (soit 1000 kWél environ pour une unité de cogénération)
- BG500B : une installation utilisant des bio-déchets d'une capacité de 500 m³ / h de production de biogaz.

Légende de la Figure 53 (de bas en haut)

- Bleu clair: prix des entrants (inférieur à 2c€/kWh pour les installations méthanisant principalement des effluents d'élevage, 4c€/kWh pour les cultures énergétiques, négatif dans le cas des bio déchets au cas où il y aurait une redevance de traitement des déchets).
- Noir et blanc: machines (pompes, agitateur, etc..., sans cogénération)
- Bleu: Bâtiments et construction (réservoirs, canalisations, etc...)
- Noir et blanc: Autres postes

¹⁶ réservoir principal, réservoir de stockage de gaz, béton pour l'entreposage de maïs ensilage et réservoir de stockage uniquement pour les cultures énergétiques, tuyaux, etc...

- Vert: coûts d'exploitation liés aux consommations diverses (électricité, etc...)
- Gris: Autres coûts d'exploitation (personnel, administration, assurance)
- Orange: coût total pour une installation alimentée par des bio déchets (dans le cas où il y a une redevance de traitement des déchets, le coût des entrants est alors négatif)

Remarques concernant les coûts pris en compte dans l'étude FNR [6] :

- Coûts d'investissement : un taux d'actualisation de 6%/an est appliqué, sur une durée de fonctionnement de 16 ans.
- Coûts de fonctionnement : substrats, électricité (12 c€/kWh¹⁷), coûts de maintenance et de réparation, coûts du personnel, assurance, coûts administratifs, et autres divers coûts de fonctionnement (agrément, certificats, ramonage...)
- Les coûts annuels de fonctionnement dépendent du prix des entrants et de la taille de l'installation. dans le cas d'une installation utilisant des cultures énergétiques (dans l'exemple : du maïs acheté à 30€/tonne de matière brute), l'achat des matières premières est le poste le plus important. La production de biogaz dans les installations alimentées avec des effluents d'élevage est moins cher (le prix des inputs correspond au prix d'achat des 10 % de cultures énergétiques utilisés en complément) mais ces installations sont limitées en taille. Dans une installation type de méthanisation à partir d'effluents (50 m³/h) le coût de production est d'environ 5c€/kWh. Pour une installation type utilisant des cultures énergétique (250 m³/h), il est d'environ 6 c€/kWh.

¹⁷ Prix de l'électricité en Allemagne : de l'ordre de 20c€/kWh pour les ménages et 8 c€/kWh pour l'industrie (source : Ministère Allemand de l'économie).

Figure 53 : Coûts spécifiques des installations de production de biogaz (BG) de 50, 250 et 500 m³/h alimentées à partir d'effluents d'élevage(G), cultures énergétiques (N) et déchets verts (B) (Source : FNR 2006 [6])

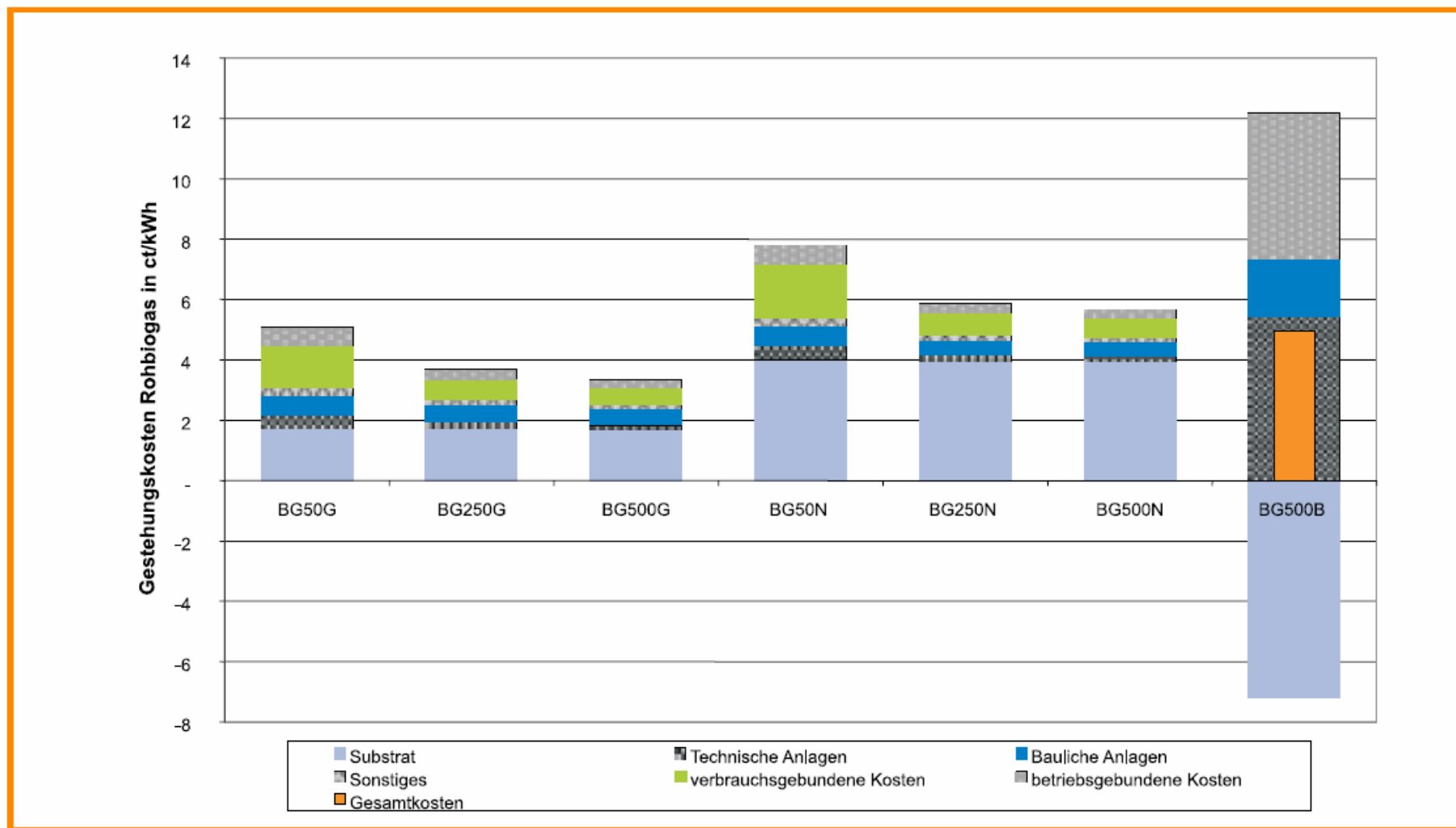
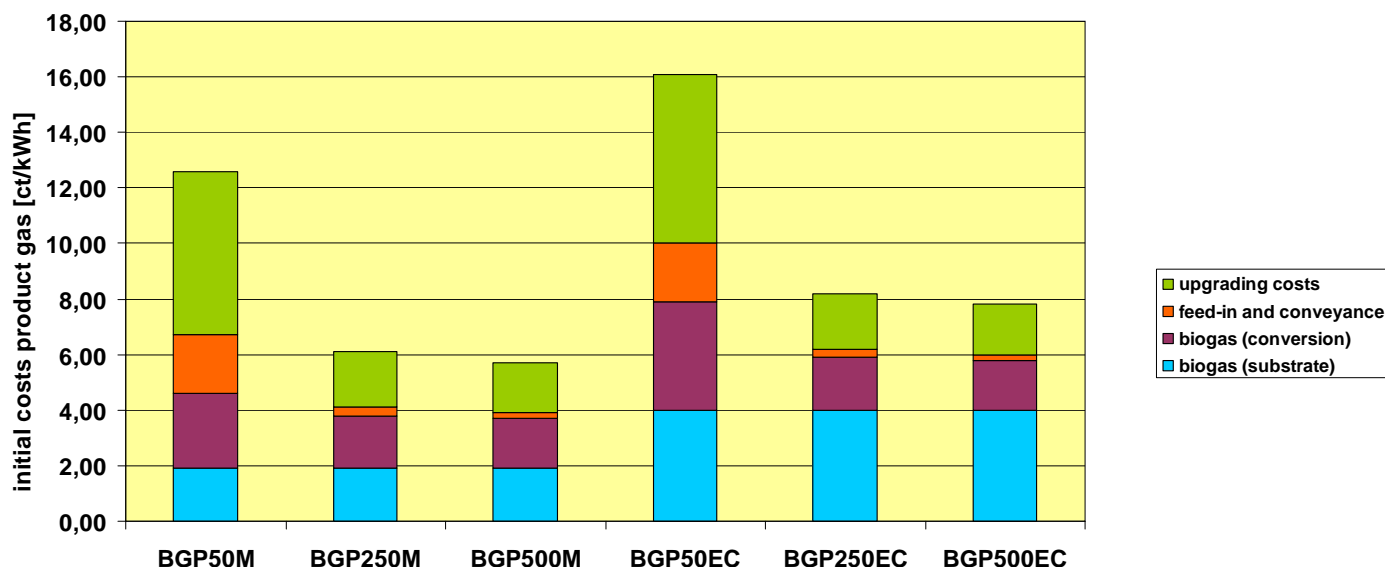


Figure 54: Coûts de production de biométhane des installations produisant du biogaz à partir de lisier (M) et cultures énergétiques (EC) pour 50, 250 et 500 m³/h



La figure 51 montre la décomposition des coûts de production de biogaz, de purification, d'injection pour 6 types d'installations :

- 3 installations utilisant des effluents d'élevage (BGP...M) produisant 50, 250 et 500 m³/h ;
- 3 installations utilisant des cultures énergétiques (BGP...EC) produisant 50, 250 et 500 m³/h.

Légende de la figure 51 (de bas en haut) :

- Bleu: méthaniseur (substrat)
- Violet: méthaniseur (conversion y compris investissements et coûts d'exploitation)
- Orange: coûts pour la station d'injection de gaz (mesures, tuyaux, etc, à l'exclusion du GPL qui est à la charge du gestionnaire du réseau)
- Vert: coûts de la purification

Dans le cas de la purification du biogaz, le principal facteur influant sur le coût est le volume de biogaz : les coûts de purification pour les petites installations sont supérieures à 5c€/kWh mais peuvent descendre en dessous de 2c€/kWh. En pratique, la plupart des sites de purification allemands traitent environ 1000 m³ / h et les coûts sont inférieurs à 1,8 ct / coût du kWh.

9.6 Coûts de la production d'électricité

Dans le cas d'une unité de cogénération de petite taille (100 kWél), le rendement sera d'environ 35 % et le nombre annuel d'heures de fonctionnement souvent inférieur à 7500 h / an en pratique. Une cogénération de 500él devrait fonctionner avec un rendement électrique de 39 % sur plus de 8000 heures de fonctionnement par an.

En prenant en compte les données observées dans la pratique (coûts de fonctionnement de la cogénération, rendement et durée de fonctionnement), les coûts liés à la production d'électricité à partir de biogaz dans une cogénération de 500 kWél sont d'environ environ 18 - 22 c€/kWhél. Ces coûts seraient supérieurs à 25 c€/kWhél pour les petites installations. C'est la raison pour laquelle il n'y a pas d'installation de biogaz de 100 kWél en fonctionnement en Allemagne. Le nouveau tarif vise à rentabiliser les installations inférieures à 150kWél.

9.7 Les aspects écologiques

Un petit nombre d'études environnementales du type analyses du cycle de vie (ACV) ont été réalisé sur la production de biogaz. La création du bonus pour les cultures énergétiques ne résulte pas d'une ACV, mais d'une volonté politique d'accroître la production d'énergie renouvelable.

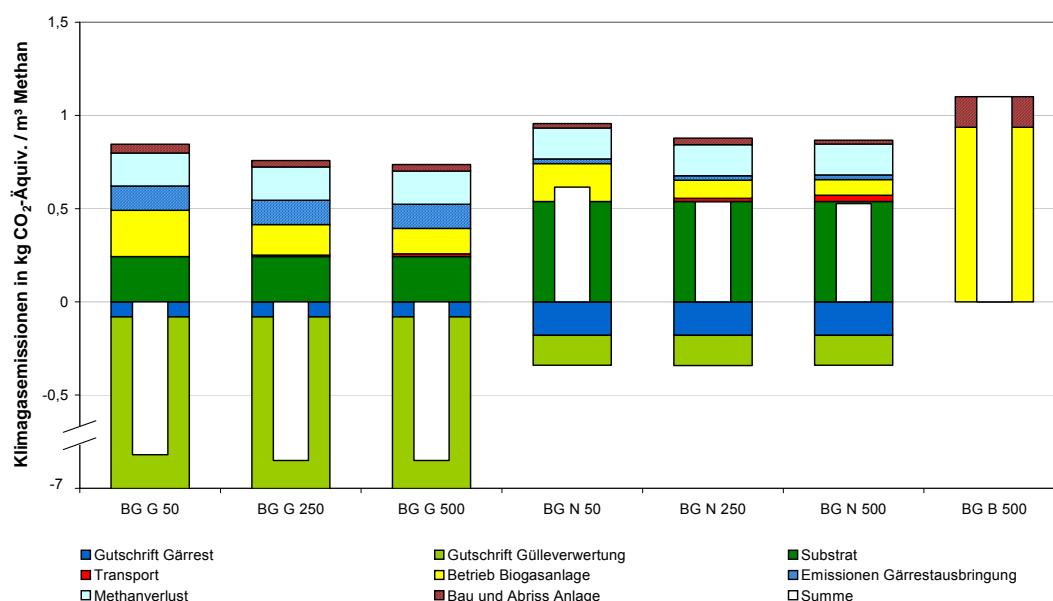
L'une des rares études ACV sur la production de biogaz a été publiée dans l'analyse et l'évaluation des utilisations de la biomasse du BGW [3]. L'analyse a été faite par l'institut de recherche allemand sur la biomasse (DBFZ, ex-IE Leipzig). Les installations types étudiées sont les mêmes que dans le chapitre Analyse des coûts des installations biogaz, à savoir : 3 installations alimentées à partir d'effluents d'élevage, 3 installations utilisant les cultures énergétiques et une de bio-déchets.

Nous nous concentrons dans ce rapport aux émissions de gaz à effet de serre, qui sont représentées sur la figure suivante (kg équivalent CO₂ par m³ de méthane).

Remarque : les gaz à effet de serre sont rapportés en unité équivalent CO₂ en fonction de leur pouvoir de réchauffement global. Le méthane a un effet de serre 23 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone.

Par ailleurs, le méthane a un pouvoir calorifique de 9,97 kWh/m³. Il en résulte que : l'émission de 1 kg éqCO₂ par m³ de méthane représente environ 100 g éqCO₂/kWh de bio méthane produit.

Figure 55 : Emissions de GES en kg équivalent CO₂ / m³ de méthane des installations de production de biogaz (BG) de 50, 250 et 500 m³/H alimentées à partir d'effluents d'élevage (G), cultures énergétiques (N) et déchets verts (B), (Source : BGW [3])



Légende et explications de la Figure 55 :

D'une part, il y a deux facteurs entraînant une réduction des émissions de CO₂ :

- Vert clair: Le traitement des effluents d'élevage dans une installation de méthanisation permet d'éviter les émissions de méthane générées habituellement par le lisier.
- Bleu: Le digestat issu de la méthanisation est un engrais utile, se substituant aux engrais minéraux, ces derniers émettant des gaz à effet de serre.

D'autre part, les postes émettant des gaz à effet de serre sont les suivants :

- Vert foncé: Emissions liées à la production de cultures énergétiques
- Rouge: Transports (des cultures énergétiques à l'unité de méthanisation et des effluents vers les champs)
- Jaune: Exploitation d'une usine de production de biogaz (principalement due à l'électricité)
- Bleu / blanc: Emissions de méthane dues à l'épandage dans les champs
- Bleu clair : Les émissions de méthane lumière bleue: au cours du processus (hypothèse de 1 % du méthane produit est émis sans l'utilisation dans les stockages ou non étanche au gaz des composants)
- Marron / Blanc: Construction et de destruction de l'installation

La barre blanche au milieu de chaque colonne indique la somme de tous ces facteurs.

Les installations traitant des effluents d'élevage permettent d'éviter les émissions de 6,5 kg éqCO₂ par m³ de méthane produit, soit 650 g éqCO₂/kWh.

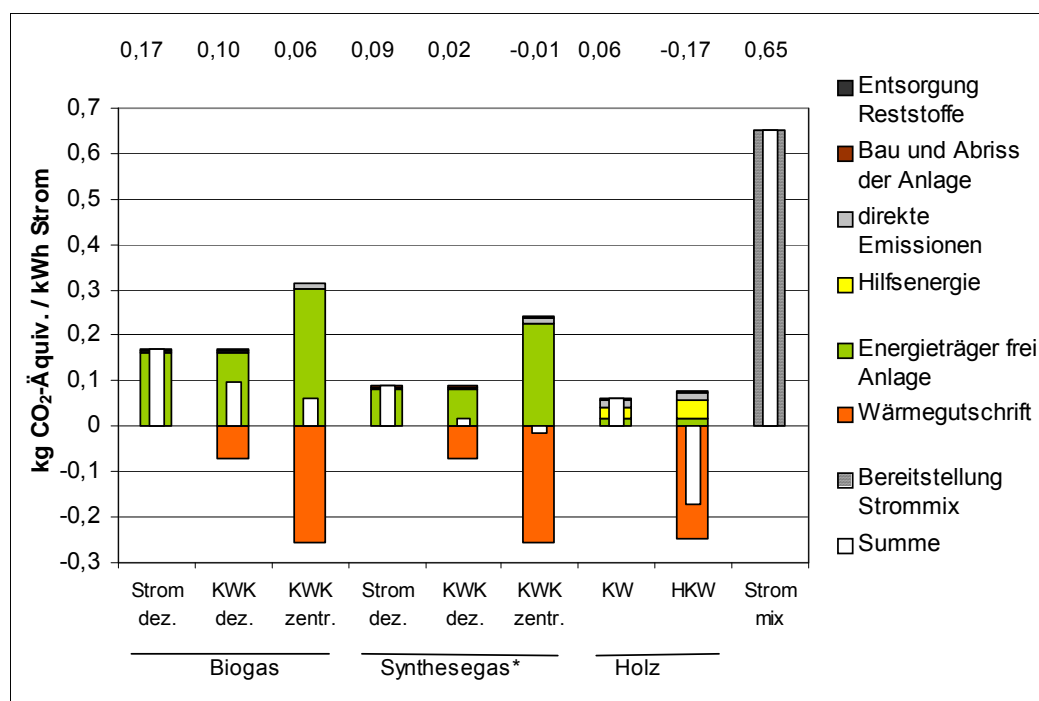
Dans le cas où les cultures énergétiques sont utilisées, les émissions nettes sont de 50 g eqCO_2/kWh . Elles résultent principalement de la culture et de la récolte de ces cultures.

Remarque : d'après une étude du Wuppertal Institute, on estime que les émissions du gaz naturel à la frontière allemande en provenance de Russie sont de 140g/kWh en prenant en compte fuites de méthane et stations de pompage.

Dans un autre calcul réalisé dans l'étude du BGW [3], il est démontré que les émissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité à partir d'une installation de production de biogaz d'une puissance de 500kWél sont comprises entre 50 et 170g $\text{eqCO}_2/\text{kWhél}$ (selon la quantité de chaleur valorisée en substitution d'énergie thermique fossile).

Le contenu carbone moyen de l'électricité en Allemagne étant d'environ 650g $\text{eqCO}_2/\text{kWhél}$ ¹⁸, les résultats montrent que même le biogaz produit à partir de cultures énergétiques permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le graphe suivant illustre ces résultats.

Figure 56 : Comparaison des émissions de GES en kg eq CO_2 / kWhél des filières biogaz, gazéification de biomasse, combustion de biomasse et du mix électrique allemand par poste d'émissions (Source : BGW [3])



Légende de la Figure 56 (de haut en bas) :

- Noir: élimination des outputs
- Marron: construction et démantèlement de l'installation
- Gris: émissions directes
- Jaune: demande d'énergie (principalement d'électricité)
- Vert: production du vecteur d'énergie (biogaz, gaz de synthèse ou bois)
- Orange: Substitution de chaleur d'origine fossile (émissions évitées)
- Gris / Blanc: émissions moyennes de la production d'électricité en Allemagne
- Blanc: sommes des émissions en kg eqCO_2 / kWh d'électricité produite.

Les filières comparées sont (de gauche à droite) :

- Biogaz (à partir de cultures énergétiques) : valorisation électricité seule, valorisation électricité et chaleur, avec purification en biométhane

¹⁸ Il est important de noter que compte tenu du mix électrique allemand (dominé par le charbon), le contenu moyen en CO_2 du kWh est bien supérieur au contenu CO_2 moyen de l'électricité produite en France (80g CO_2/kWh environ, compte tenu du mix électrique français dominé par le nucléaire).

- Gazéification de biomasse : valorisation électricité seule, valorisation électricité et chaleur, avec purification en biométhane
- Biomasse : valorisation électricité seule, valorisation électricité et chaleur
- Moyenne du mixe électrique allemand

Les conclusions de l'étude ACV concernant le bilan de l'électricité produite à partir de biogaz montre que les réductions d'émissions de gaz à effet de serre sont très importantes par rapport au contenu CO₂ de l'électricité produite en Allemagne. Cela est dû au fait que le mixe électrique en Allemagne est dominé par les centrales charbon (alors qu'il est principalement composé de centrales nucléaires en France).

Cette étude montre également que les effets sur l'environnement sont très positifs lorsque les effluents d'élevage sont méthanisés (du fait des émissions de méthane évitées), à condition que les cuves de stockage soient couvertes et étanches.

Même si les cultures énergétiques génèrent des émissions de gaz à effet de serre du fait de leur culture (et entraîne des effets négatifs en termes d'acidification et d'eutrophisation), les systèmes mixtes valorisant les effluents d'élevage et les cultures énergétiques ont l'avantage de permettre des économies d'échelle (augmentation de la charge volumique de l'unité de méthanisation, sans nécessiter des dépenses supplémentaires trop élevées).

L'impact négatif des moteurs à injection pilote utilisant des carburant fossiles (gazole) a entraîné leurs interdiction depuis janvier 2007.

Enfin, il faut rappeler que le bilan global est lié à la valorisation thermique de la cogénération et d'une réelle substitution aux énergies fossiles (ce qui n'a pas toujours été le cas).

Enfin, certains sujets font encore l'objet de recherche concernant leurs impacts sur l'environnement :

- stockage/ensilage de cultures énergétiques,
- approvisionnement de l'unité de méthanisation en cultures énergétiques,
- émissions de l'unité de méthanisation (en particulier, toits et gazomètres à bêche flottante),
- émissions du module de cogénération (composants gazeux imbrûlés),
- mise en œuvre de différentes techniques de stockage.

Remarque : Dans cette ACV, la concurrence entre les cultures énergétiques et la production alimentaire n'est pas prise en compte car le secteur agricole en Allemagne était en situation de surproduction – situation qui vient de se terminer. Des études plus approfondies devraient être réalisées sur le déplacement des cultures dans le monde. Par exemple : l'alimentation des élevages en Allemagne est faite à partir de graines de soja en provenance de pays en développement, alors que l'ensilage de maïs – aujourd'hui utilisé pour la production de biogaz – était utilisé auparavant.

Autre remarque : il n'y aurait pas de réglementation concernant l'obligation de méthaniser les effluents d'élevage pour les nouveaux élevages hors sol. Cependant, plusieurs nouveaux élevages hors sol n'ont pu obtenir d'autorisation que parce qu'ils étaient raccordés à une unité de méthanisation.

9.8 Conclusions de l'analyse du marché allemand

Malgré le développement déjà important de projets biogaz en Allemagne et la maturité de la filière, le gouvernement maintient des tarifs élevés afin de favoriser les énergies renouvelables – dont le biogaz – et réduire les émissions de gaz à effet de serre en Allemagne, et de réduire la dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles.

Un autre aspect du maintien de tarifs élevés est lié à la maturité de la filière (les améliorations techniques et économiques sont ralenties, et les prix pour les matériaux de construction, d'énergie et de main d'œuvre continuent de croître). Il n'a pas été possible dans cette étude de faire une comparaison avec des données de coûts datant du début du développement de la filière biogaz en Allemagne.

9.9 Références

- [1] Ministère fédéral allemand en charge de l'Environnement
Loi sur les énergies renouvelables (EEG)
<http://umweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/res-act.pdf>
- [2] DBFZ, TLL ; "Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse", (Suivi de la loi allemande sur les énergies renouvelables (biomasse)), 2009
- [3] BGW, DVGW: «Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse" (Analyse et évaluation de l'utilisation de la biomasse"
www.bgw.de
- [4] Lamers, Hofmann; « Die Entwicklung des Biogasmarkts in Deutschland: Auswirkungen der EEG-Novelle 2009», 2009
- [5] Site internet de Biogaspartner
www.biogaspartner.de
- [6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: « Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz » (Injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel), 2006

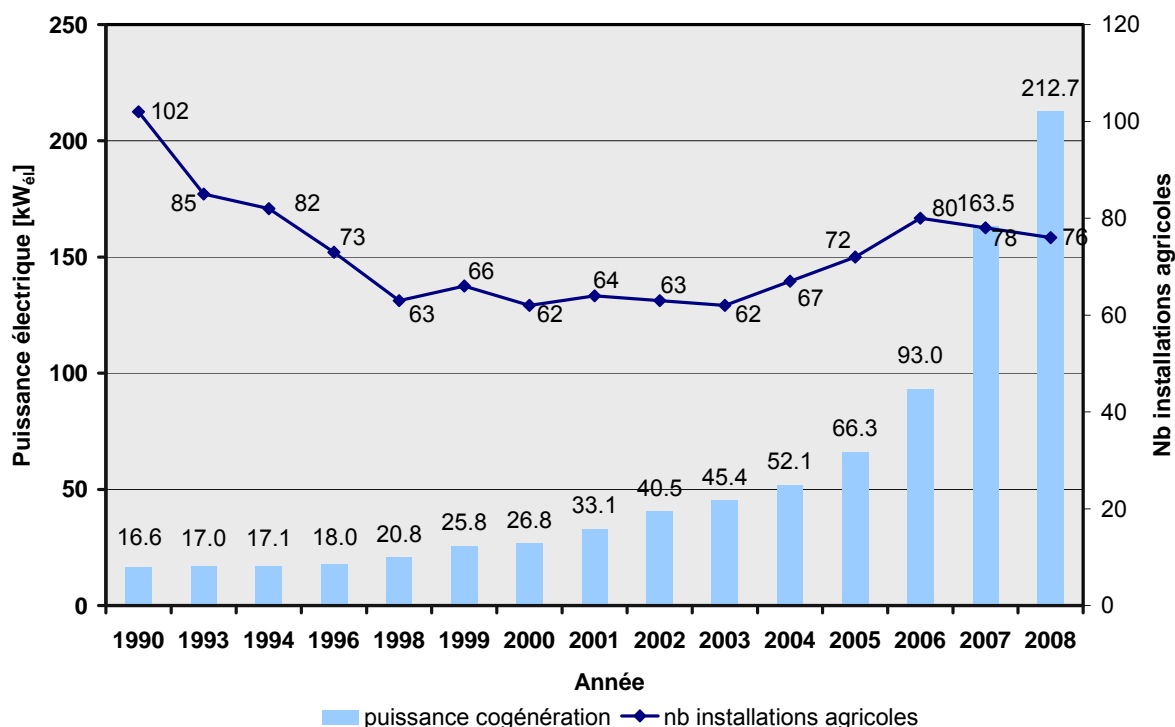
10 Annexe 2 : État des lieux de la filière biogaz et du système de soutien en Suisse

10.1 État de la filière agricole

La Suisse est le pays européen où le biogaz agricole s'est développé à l'occasion des chocs pétroliers de la fin du 20^{ème} siècle, à tel point qu'on y a recensé jusqu'à près de 150 unités de biogaz à la ferme, au milieu des années 1980. Ces installations de petite taille digéraient essentiellement des engrais de ferme et l'énergie produite était principalement valorisée sous forme de chaleur.

Comme l'indique l'illustration suivante, la filière a connu une nette décroissance entre les années 1990 et 2000. Ce phénomène s'explique par des raisons techniques (fiabilité des installations, maintenance et entretien, absence de composants standardisés, etc...), économiques (rentabilité incertaine, frais d'entretien, faible prix des combustibles fossiles) et sociales (transferts d'exploitation, abandon du bétail, etc.). Sur la même période, la production de biogaz est restée relativement constante, ce qui indique que des installations ont été mises en service alors que d'autres cessaient de fonctionner. La taille des nouvelles réalisations s'est alors accrue avec le développement d'unités pratiquant la cogénération. L'ordonnance sur l'énergie, qui faisait suite au vote populaire instituant un moratoire sur la construction de nouvelles centrales nucléaires et chargeant le gouvernement de promouvoir les économies d'énergies et le recours aux sources renouvelables, prévoyait alors un tarif de rachat uniforme de 0,16 CHF/kWh (0,103 €/kWh) pour toute forme d'électricité renouvelable.

Figure 57 : Évolution du nombre d'installations et de la production d'énergie pour le biogaz agricole en Suisse



Source : EREP SA, *État de l'art des méthodes (rentables) pour l'élimination, la concentration ou la transformation de l'azote pour les installations de biogaz agricoles de taille petite/moyenne*, 2009

La reprise dans le secteur du biogaz agricole en Suisse est observée depuis le début des années 2000 avec l'apparition des premières installations de nouvelle génération, basées sur la technologie allemande (digesteur compacts, cogénération avec moteurs "dual-fuel"). La puissance électrique de

ces unités se situe alors à plus de 85 kW_{él}, ce qui se traduit dans les statistiques révélant une lente progression du nombre de nouvelles réalisations mais un quintuplement de la production de biogaz.

Actuellement, la puissance électrique de nouvelles installations de biogaz agricole se situe à près de 200 kW_{él}, avec quelques réalisations entre 300 et 400 kW_{él}.

A fin 2007, outre les 78 installations de méthanisation agricole en service, on dénombrait 58 projets en cours de développement en Suisse. Si la cogénération est prédominante pour valoriser le biogaz, l'injection dans les réseaux de gaz naturel amorce une percée avec deux réalisations mises en service sur des sites mixtes (agricoles et industriels), à Widnau (200 m³/h) et à Inwil (2 × 225 m³/h).

La scène suisse du biogaz agricole se singularise par deux particularités :

- L'association OEKOSTROM SCHWEIZ, qui fédère près d'une septantaine de producteurs agricoles de courant vert issu du biogaz. Cette structure gère la commercialisation de l'électricité renouvelable labellisée de ses adhérents auprès des distributeurs suisses de courant. Elle gère par ailleurs une centrale baptisée "Coordination biomasse" qui se charge des négociations avec les détenteurs de coproduits (industries, communes), de la logistique de transport et de répartition entre les installations de biogaz et de la gestion administrative de ces activités.
- La participation de plusieurs sociétés de production ou de distribution d'électricité dans le montage de projets et leur exploitation. A noter qu'une de ces entreprises a récemment acquis le constructeur GENESYS BIOGAS AG, leader sur le marché suisse du biogaz agricole. Leur implication dans des projets n'est pas due à une obligation mais plutôt à une réelle concurrence existant sur le marché désormais ouvert de l'électricité. La Suisse compte en effet plus de 400 entreprises actives dans la production, le transport ou la distribution d'électricité.

La contribution des installations agricoles à la production de biogaz, en Suisse, (statistiques 2008) se situe à un niveau proche de celui des usines de méthanisation de biodéchets, comme l'indique le tableau ci-dessous :

Tableau 21 : Statistique suisse de la production de biogaz - 2008

	Biogaz [GWh/a]	Electricité [GWh/a]	Chaleur ¹⁹ [GWh/a]	Carburant [GWh/a]	Nb inst.
Agriculture	97,8	32,8	9,2	5,00	76
Effluents industriels	43,5	2,4	30,1	-,00	22
Biodéchets	101,3	22,6	9,6	14,3	20
Stations d'épuration	495,3	115,6	253,0	15,5	457
Total	737,9	173,4	301,9	34,8	575

¹⁹ Valorisée en externe

10.2 Contexte politique et réglementaire

Outre les dispositions définissant les tarifs de rachat de l'électricité produite à partir de biogaz, les conditions-cadres et dispositions suivantes sont à considérer en Suisse :

- **Loi sur l'aménagement du territoire.** Révisée en 2007, ainsi que son ordonnance d'application, dans le sens d'un assouplissement visant à favoriser le développement de projets de biogaz à la ferme, cette loi admet comme conformes à la zone agricole, les installations de biogaz répondant aux critères suivants :
 - 50 % au moins de la biomasse traitée est d'origine agricole. Celle-ci doit aussi représenter au moins 10 % de la valeur énergétique
 - la biomasse agricole doit provenir d'une distance de 15 kilomètres au maximum
 - la biomasse non agricole doit parvenir d'une distance de 50 kilomètres au maximum
 L'application de ces conditions, pour les installations traitant plus de 100 t de co-produits par an, est vérifiée annuellement par les Division Déchets des Services cantonaux concernés via une déclaration du producteur de biogaz.
- **Origine des co-produits :** les règles suivantes sont applicables
 - Les matières autorisées sont celles figurant dans la liste positive éditée par la Commission suisse de l'inspectorat du compostage et de la méthanisation (document en cours de révision).
 - Les sous-produits animaux autorisés avec ou sans traitement thermique sont définis par l'OESPA (Ordonnance sur l'élimination des sous-produits animaux), laquelle reprend les principes du Règlement européen 1774/2002.
 - Les déchets de cuisine de la restauration collective doivent être préalablement hygiénisés, sauf si le digesteur fonctionne à température thermophile (>53°C) auquel cas cette contrainte n'est pas imposée.
- **Digestats :** l'OEng (Ordonnance sur la mise en circulation des engrais) distingue les engrais de ferme et les engrais de recyclage. Les premiers sont des lisiers et fumiers auxquels peuvent s'ajouter jusqu'à 20 % de matériel d'origine non agricole. Les seconds sont des engrais d'origine végétale, animale et/ou minérale, sous forme de composts et de digestats solides ou liquides. Les engrais de ferme doivent satisfaire aux conditions d'épandage fixées par les DBF (Données de base pour la fumure des grandes cultures et des herbages) éditées par les stations fédérales de recherche agronomique (AGROSCOPE). Les engrais de recyclage doivent être homologués et ils sont soumis à des analyses périodiques. Les apports maximaux autorisés sont de 25 tonnes par hectare pour les digestats solides et 200 m³ par hectare pour les digestats liquides, sur trois ans.
- **Etudes d'impact sur l'environnement :** les installations de biogaz agricoles ou autres sont soumises à étude d'impact sur l'environnement dès que leur capacité de traitement excède 5'000 tonnes par an.

10.3 Tarifs de rachat de l'électricité

10.3.1 Coûts de production

L'étude "Wirtschaftlichkeit von heutigen Biomasse-Energieanlage" commandée par l'Office Fédéral de l'Energie montre que pour les installations de production de biogaz de type agricole avec valorisation du biogaz par cogénération, les prix de revient de l'électricité sont les suivants :

Tableau 22 : Prix de revient de la production d'électricité à partir du biogaz

Catégorie d'installation	< 100 kWél. [cCHF/kWh] [c€/kWh]	> 100 kWél. [cCHF/kWh] [c€/kWh]
Prix de revient	24 – 34 (16 – 22,7)	16 (10,7)

10.3.2 Législation

La Loi sur l'énergie (LEne) institue à son article 7 le principe de la rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC). L'Ordonnance sur l'énergie (OEné), entrée en vigueur le 1.1.2009, définit les conditions de raccordement et de rémunération du courant produit par chaque catégorie d'énergie renouvelable (petites centrales hydrauliques, photovoltaïque, éolien, géothermie, biomasse).

Sous la désignation biomasse on trouve : les usines d'incinération (UIOM), les installations d'incinération de boues, les installations de gaz d'épuration et de décharge et les autres unités biomasse. Les installations de biogaz agricole font partie de cette dernière catégorie, pour autant qu'elles aient été mises en service ou considérablement modifiées après le 1.1.2006.

Le tableau qui suit présente les tarifs en vigueur pour les installations de biogaz, en général :

Tableau 23 : Tarifs d'achat de l'électricité à partir du biogaz en Suisse

Classe de puissance	Rétribution de base [cCHF/kWh] [c€/kWh]	Bonus agricole [cCHF/kWh] [c€/kWh]
≤ 50 kW	24 (16)	15 (10)
≤ 100 kW	21,5 (14,3)	13,5 (9)
≤ 500 kW	19 (12,6)	11 (7,3)
≤ 5 MW	16 (10,6)	4 (2,6)
> 5 MW	15 (10)	-

Le bonus agricole est accordé aux installations de biogaz incorporant jusqu'à 20 % au maximum de coproduits autres que les engrais de ferme. Les cultures énergétiques ne peuvent constituer qu'au plus la moitié des coproduits.

Un bonus de 2 cCHF/kWh (~1,3 c€/kWh) est, de plus, accordé pour une utilisation externe de la chaleur, si celle-ci représente au moins 20 % de la production thermique brute auto-consommée par l'unité de méthanisation.

Le contrôle des dispositions nécessaires à l'obtention des bonus se fait par déclaration du producteur de biogaz auprès de l'organisme SWISSGRID à qui la gestion du système de la RPC a été confiée.

La rétribution du courant vert issu de la biomasse est garantie sur 20 ans.

10.3.3 Financement de la RPC

Le système mis en place est basé sur une taxe d'au maximum 0,6 cCHF/kWh (0,4 c€/kWh) prélevée sur la consommation d'électricité en Suisse. Le montant ainsi perçu sert à financer la différence entre le tarif RPC et celui du marché. Des quotas de répartition, incluant en plus la grande hydro-électricité, ont été définis.

Le dépôt des dossiers a démarré le 1.5.2008 et il a été suspendu en février 2009 pour les projets biomasse, les montants disponibles pour la rétribution du courant étant dépassés ! Le débat se situe actuellement au niveau du Parlement Fédéral qui examine les possibilités de relèvement de la taxe servant à financer le système.

Fin novembre 2009, le Conseil National a approuvé une augmentation du plafond de la taxe prélevée sur la consommation d'électricité en Suisse à 0,9 cCHF/kWh (0,6 c€/kWh). Si cette modification est approuvée par le Conseil des Etats, elle entrera en vigueur au 1.1.2011.

10.4 Filière de la valorisation du biogaz en biométhane

10.4.1 Tarifs de rachat du biométhane et politique de soutien

L'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel en Suisse relève d'une convention-cadre, de droit privé, conclue le 4 Juin 2003 entre les producteurs de biogaz indigène (représentés par

BIOMASSE SUISSE) et l'industrie gazière suisse (représentée par GAZMOBILE SA²⁰), dans le but d'introduire à grande échelle le gaz naturel et le biogaz comme carburants sur le marché suisse. Elle concerne l'achat, la commercialisation et l'injection du biogaz.

Les distributeurs de gaz naturel rachetant du biogaz sont tenus de commercialiser un volume du gaz naturel-carburant de sorte à ce que le volume de biogaz racheté représente au minimum 10 % de ce volume. On compte actuellement plus d'une centaine de station-service délivrant du gaz naturel en Suisse (www.vehiculeagaz.ch).

La convention-cadre définissait un prix indicatif de 5 cCHF/kWh (~3,1 c€/kWh) pour la prise en charge du biogaz d'origine suisse conditionné pour être interchangeable avec le gaz naturel. Elle prévoyait une augmentation à 7,5 cCHF/kWh (~4,7 c€/kWh) ; celle-ci étant liée à une éventuelle révision de la Loi sur l'Imposition des Huiles Minérales (Limpmin), survenue mi-2008, qui instaure :

- Un allègement fiscal pour le gaz naturel utilisé comme carburant.
- Une exonération fiscale pour les carburants issus de matières premières renouvelables.

Les annonces relatives aux ventes de gaz naturel-carburant ainsi que celles relatives aux quantités de biogaz injectées dans le réseau de gaz naturel sont déposées à la Direction Générale des Douanes (DGD) via un office de clearing géré par l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG).

Actuellement, la tendance va à une réelle participation des entreprises régionales gestionnaires des réseaux de gaz naturel aux projets biogaz qui n'hésitent pas à acheter le biogaz brut aux producteurs de biogaz afin de se charger elles-mêmes de son épuration et de son injection.

10.4.2 Développement

Les statistiques suisses sur les énergies renouvelables montrent qu'en 2008, 34,82 GWh de biogaz ont été valorisés en carburant via injection dans le réseau de gaz naturel ou via des stations de remplissage sur site de production de biogaz. Par rapport à 2007, cette valorisation du biogaz subit une augmentation de 90 %.

La répartition de cette production de biogaz entre type d'installation est détaillée dans le tableau suivant :

Tableau 24 : Statistique suisse de la production de biométhane - 2008

	Unité	Quantité d'énergie	Nombre d'installations
Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel	GWh	34,8	11
Dont biogaz agricole	GWh	5,0	1
Dont biogaz issu d'installations traitant des biodéchets	GWh	14,3	5
Dont biogaz de STEP	GWh	15,5	5
Vente sur site de production de biogaz via station de remplissage	GWh	4,5	3
Total	GWh	39,5	14

Cette filière est en véritable développement, puisque depuis fin 2008, on compte la mise en service d'au moins 4 nouvelles opérations d'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel. Les prix d'achat ne sont pas fixés (cf. convention-cadre décrite plus haut). Celle-ci fixe plutôt une référence. Les prix pratiqués sont négociés entre producteurs de biogaz et gestionnaires de réseau de gaz naturel et s'échelonnent de 2,6 c€ à 6 c€ par kWh.

²⁰ Société fondée en novembre 2002 à l'initiative de sociétés régionales de distribution et de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG) dont la charge est de promouvoir le gaz naturel-carburant

11 Annexe 3 : État des lieux de la filière biogaz et du système de soutien en Belgique

En Belgique, les compétences en matières énergétiques sont régionales, ainsi chacune des trois régions du pays (Région wallonne, Région flamande et Région de Bruxelles - capitale) a sa propre législation en la matière et donc son propre système d'aide à la production énergétique.

La Région de Bruxelles - capitale ne sera pas analysée car il s'agit d'une zone urbaine, en l'occurrence la capitale belge. Le système en Région wallonne sera présenté plus en détail et servira de base de comparaison avec le système régional flamand.

Les systèmes d'aide à la production seront présentés, puis l'état des lieux en terme de projets réalisés sera présenté.

11.1 Les systèmes d'aide à la production énergétique

11.1.1 Le système de production d'électricité verte en Région wallonne

En Région wallonne, par électricité verte il est entendu une électricité qui est soit produite à partir de sources d'énergies renouvelables soit produite à partir de systèmes de cogénération de qualité 21 et dont l'ensemble de la filière de production doit permettre une réduction d'au moins 10 % les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) par rapport aux émissions résultant d'une filière de production de référence produisant le même nombre de kWh (électriques et thermiques).

Le système d'aide à la production d'électricité « verte » en Région wallonne est le même quelle que soit la filière de production envisagée. Ces filières telles le photovoltaïque ou l'éolien sont donc « concurrentes » de la biométhanisation.

Afin de promouvoir le développement des filières de production d'électricité verte, le Gouvernement wallon a mis en place le marché des certificats verts. Ces certificats permettent à leur détenteur de commercialiser une plus-value pour l'électricité verte produite, ils sont octroyés en fonction de la quantité de CO₂ évitée. Par ailleurs les fournisseurs d'électricité sont obligés de fournir un certain nombre de certificats verts. Pour attester de la qualité « verte » de l'électricité vendue au consommateur, un mécanisme de labels de garantie d'origine (LGO) a été mis en place.

Il n'y a donc pas de tarif de rachat d'électricité spécifique pour la biométhanisation.

11.1.1.1 Le label de garantie d'origine

Le label (ou certificat) de garantie d'origine doit mentionner une série d'informations telles les spécificités techniques de l'installation, ses modes de fonctionnement, ses émissions de CO₂ etc. La CWaPE peut procéder quand elle le souhaite au contrôle de la réalité des éléments repris dans le certificat de garantie d'origine et, le cas échéant, adapter ou retirer ce certificat.

Le producteur d'électricité verte se voit remettre trimestriellement un titre reprenant la quantité d'électricité produite, diminuée le cas échéant de la quantité d'électricité autoconsommée, et ce, à raison d'un label de garantie d'origine par MWh_e.

Ce label de garantie d'origine permet de garantir que l'électricité renseignée sur le titre provient bien de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération de qualité d'une part, et que la quantité produite a bien été déterminée selon la méthode du code de comptage ou selon des critères comparables prévalant dans d'autres Etats membres de l'UE et que le titre a été attribué en vertu d'un système fiable empêchant toute utilisation abusive d'autre part.

En Région wallonne, la CWaPE octroie ces labels de garantie d'origine depuis le 1^{er} janvier 2007.

²¹ Cogénération de qualité : production d'électricité et de chaleur, dimensionnée en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de références.

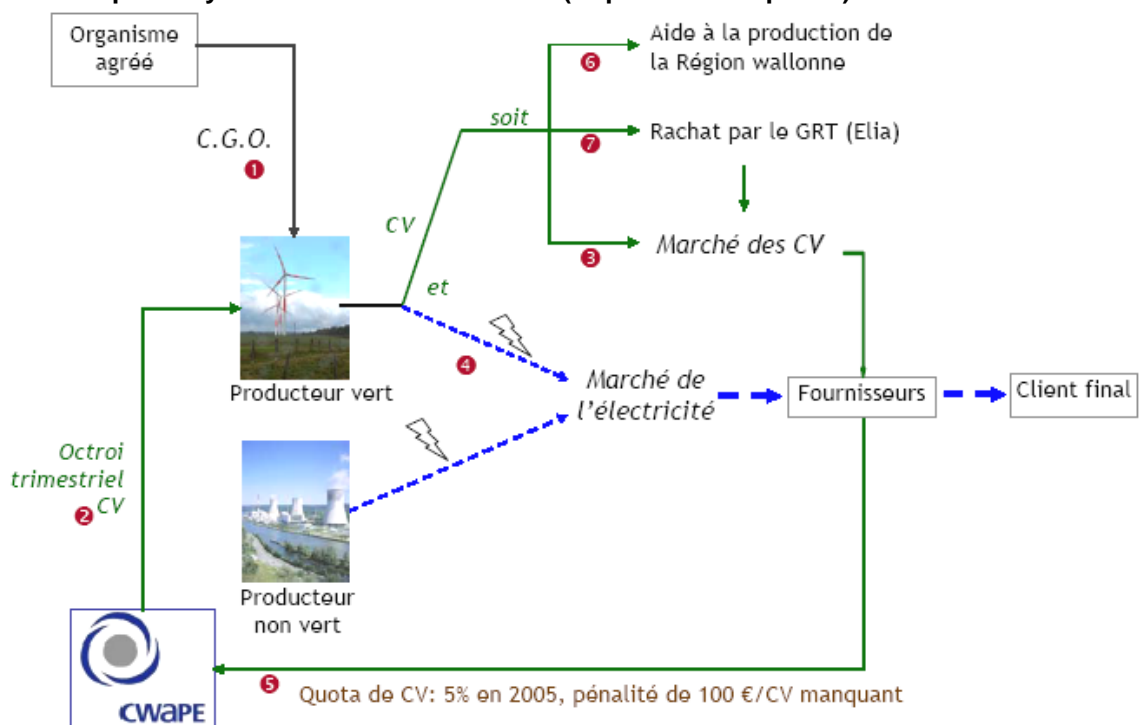
11.1.1.2 Les certificats verts

La base du système des certificats verts repose sur la relation commerciale de deux partenaires principaux : d'une part le producteur (certifié) d'électricité verte qui reçoit un certificat vert pour une production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération qui a permis d'éviter l'émission de CO₂ qu'aurait produit une centrale électrique de référence pour la production de 1MWh ; et d'autre part le fournisseur d'électricité qui est obligé légalement de fournir trimestriellement à l'organisme régulateur (la CWaPE en Région wallonne) un certain quota de certificats verts (fonction de ses ventes d'électricité). Ce quota était de 3 % en 2003 et augmente depuis de 1 % par an pour atteindre 12 % en 2012.

Deux marchés de l'électricité coexistent alors, un premier marché physique de l'électricité, commun à tous les producteurs d'électricité belge et un second marché virtuel, le marché des certificats verts réservé aux productions d'électricité verte.

Le schéma suivant illustre le mécanisme des certificats verts en Région wallonne.

Figure 58 : Principe du système des certificats verts (<http://www.cwape.be/>)



Toute unité de production d'électricité verte doit faire l'objet d'une demande préalable d'octroi de certificats verts adressée à la CWaPE (Commission wallonne pour l'Energie, organisme responsable de la régulation du marché du gaz et de l'électricité en Région wallonne).

Un certificat de garantie d'origine (CGO) (ou label de garantie d'origine, LGO) (1) établi par un organisme de contrôle agréé doit être joint à cette demande. Une fois la demande préalable d'octroi de certificats acceptée par la CWaPE, le producteur transmet trimestriellement les relevés des compteurs d'énergie à la CWaPE.

Sur base de ces relevés, la CWaPE octroie (2) un certain nombre de certificats verts.

En possession des certificats verts, le producteur a 3 possibilités de les valoriser :

1. Il peut négocier leur vente avec tout acheteur (3) sur le marché des certificats verts, indépendamment de la vente de l'électricité physique (injection sur le réseau) (4). Trimestriellement, les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de rendre à la CWaPE un quota de certificats verts, proportionnel à la quantité d'électricité fournie. Une amende de 100 € par certificat vert manquant est appliquée (5).
2. Une installation mise en service après le 30 juin 2003 et signataire d'une convention avec le ministre compétent, peut trimestriellement remettre à celui-ci, pour un prix de 65 €, tout ou partie des certificats verts qui lui ont été octroyés (6). En fonction de la technologie, la

convention peut prévoir un montant supérieur (arrêté du Gouvernement wallon du 6 novembre 2003).

3. Un système d'obligation de rachat des certificats verts par le gestionnaire de réseau de transport (Elia) à un prix minimum a également été prévu par le Gouvernement fédéral (Arrêté Royal du 16 janvier 2002). Le prix minimum diffère selon la source d'énergie renouvelable et est de 20 €/CV pour la biomasse (toujours inférieur à 65 € sauf pour l'éolien off-shore (90 €) et le photovoltaïque (150 €). Les certificats verts achetés par le gestionnaire de réseau de transport sont ensuite revendus sur le marché des certificats verts (7). Notons que pour cette troisième possibilité, seuls les certificats verts électriques sont concernés, donc pas la cogénération.

« Un certificat vert sera attribué pour un nombre de kWhé produit correspondant à un MWhé divisé par le taux d'économie de dioxyde de carbone ».

Le taux d'économie de dioxyde de carbone (τ) est déterminé en divisant le gain en dioxyde de carbone réalisé par la filière envisagée par les émissions de dioxyde de carbone de la filière électrique classique dont les émissions sont définies et publiées annuellement par la CWaPE. Ce taux d'économie de dioxyde de carbone est limité à 2.

Les émissions de dioxyde de carbone considérées sont celles produites par l'ensemble du cycle de production de l'électricité verte, englobant la production du combustible (par extension la production de substrats tels que des plantes énergétiques dans le cas de la biométhanisation), les émissions lors de la combustion éventuelle et, le cas échéant, le traitement des déchets. Dans une installation hybride, il est tenu compte de l'ensemble des émissions de l'installation. Les différents coefficients d'émission de dioxyde de carbone de chaque filière considérée sont approuvés par la CWaPE. » (Art.38§2 du Décret wallon du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

Les certificats verts seront donc délivrés aux producteurs d'électricité verte sur base de l'importance des émissions de CO₂ effectivement évitées.

Principe

Un CV sera attribué pour 1 MWhé divisé par le taux d'économie de CO₂.

- **Taux d'économie en CO₂ (τ)** : rapport entre le gain (G) en CO₂ généré par la filière envisagée et l'émission de CO₂ (E) de la filière électrique classique (dont les émissions sont définies et publiées annuellement par la CWaPE)
- **taux limité à 2 !**

$$\tau = \frac{G}{E_{ref}} = \frac{(E_{ref} + Q) - F}{E_{ref}} \Rightarrow nCV = E_{enp} (MWh_e) \times \tau$$

- **E** = émissions de CO₂ de la solution électrique de référence : 456 kg CO₂/MWh_e (centrale TGV gaz naturel de rendement 55 %)
- **Q_{ref}** = émissions de CO₂ de la solution thermique de référence : 340 kg ou 279 kg CO₂/MWh_e (chaudière haut rendement au fuel (gasoil) ou au gaz naturel de rendement 90 %).
- $Q = Q_{ref} \times \left(\frac{E_{qnv}}{E_{enp}} \right)$

Avec : E_{enp} : production électrique nette annuelle

E_{qnv} : chaleur annuelle nette (utile) valorisée

- **F** = émissions de CO₂ réellement émises par la filière considérée pour la production d'1 MWh_e (consommation éventuelle de fuel pour la cogénération, émissions dues à la préparation du combustible).

En résumé, le prix de rachat d'un MWh_e se compose de la façon suivante :

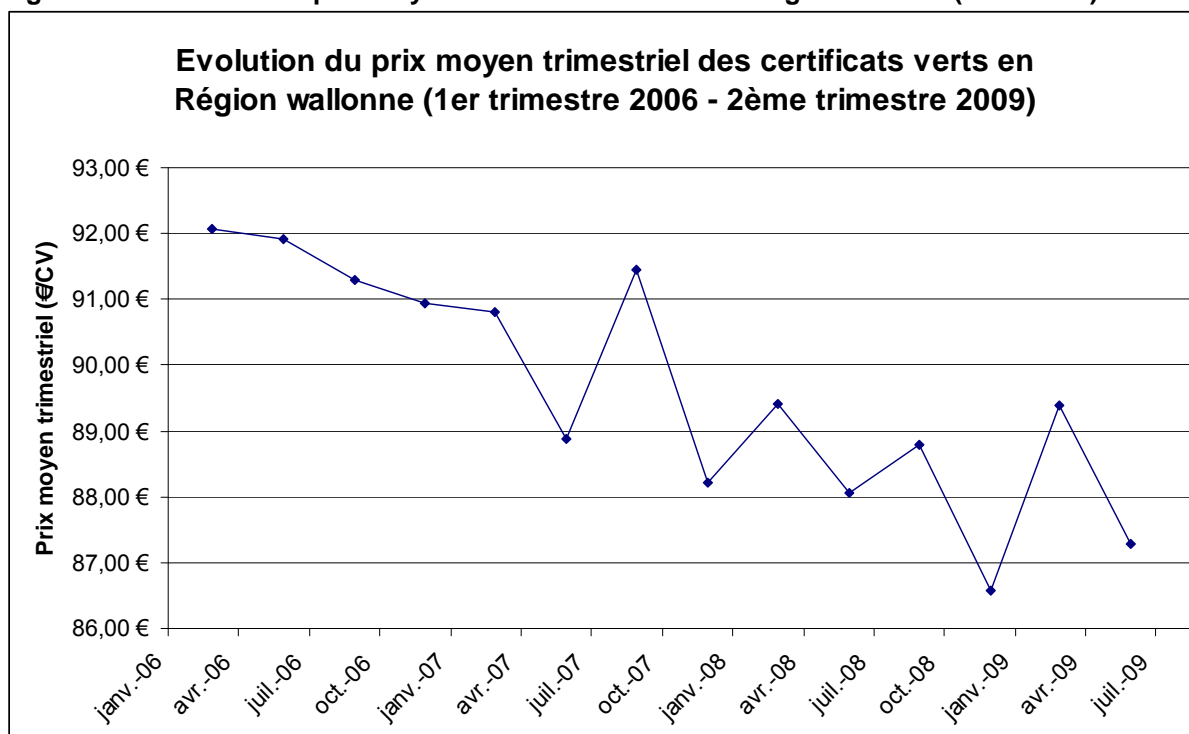
1. Si CV vendus sur le marché : [prix CV du marché ($\pm 87,30 \text{ €}^{22}$)] $\times \tau + 35 \text{ €/MWh}_e$ (réseau) = 144,13 à 183,41 €/ MWh_e selon la valeur de τ pouvant varier de 1,25 à 1,7;
2. Si convention avec le ministre : 65 € + 35 € = 100 €/ MWh_e;
3. Si CV remis au gestionnaire du réseau de transport ELIA : 20 € + 35 € = 55 €/MWh_e.

²² Prix moyen pour le second trimestre 2009 (Source : www.cwape.be).

L'aide publique induite par le système des CV est garantie pour une période de 15 ans.

Ci-dessous, l'évolution du prix des certificats verts depuis 2006.

Figure 59 : Evolution du prix moyen des certificats verts en région wallonne (2006-2009)



11.1.2 Le système d'aide à la production énergétique en Région flamande

En Flandre, deux systèmes de certifications co-existent, un premier certificat d'électricité verte et un second certificat cogénération.

11.1.2.1 Certificat d'électricité verte

La définition de l'électricité verte est différente de la définition wallonne, ainsi en Flandre, on parle d'électricité verte lorsque celle-ci est fabriquée à partir d'une énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque, biogaz, ...).

Pour une production d'1 MWh_e d'électricité verte, le producteur reçoit un certificat vert (GSC²³).

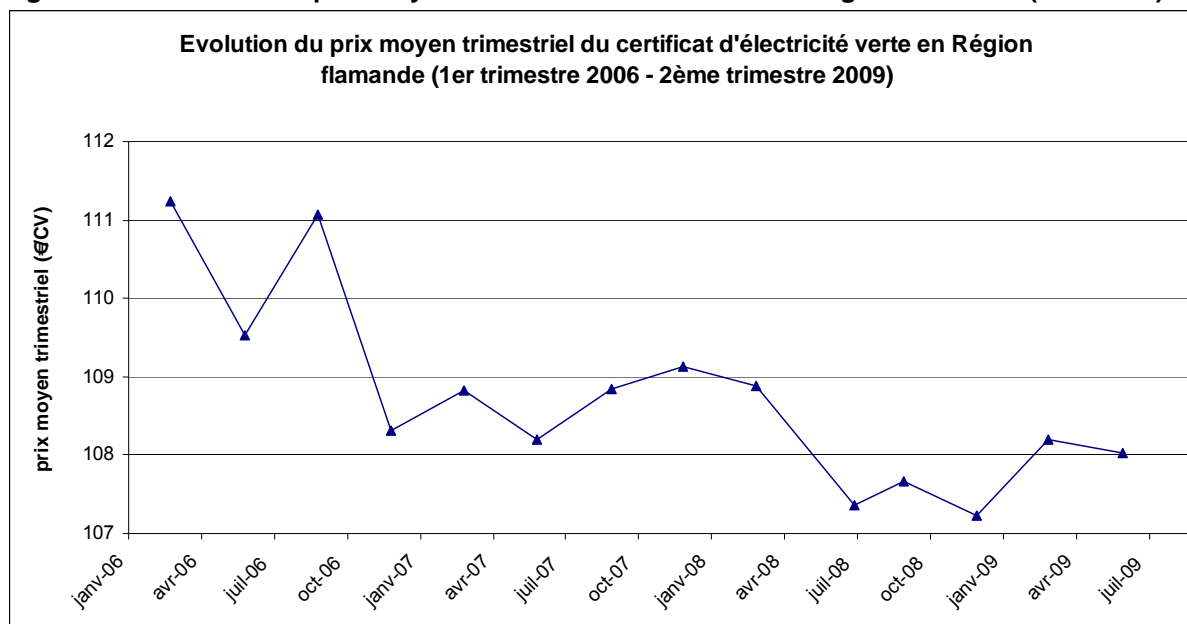
En Flandre, il n'y a donc pas de pénalité pour une production d'électricité verte issue d'une cogénération au biogaz de biométhanisation fonctionnant avec des cultures énergétiques par exemple, ce qui constitue une différence importante avec le système wallon.

Les modalités de vente et d'achat de ces certificats sont similaires à ce qui se fait en Région wallonne. Le régulateur flamand du marché de l'électricité et du gaz est la VREG²⁴, le prix d'achat minimum des certificats qui est garanti par le Gouvernement flamand (pendant 10 ans) est de 80 € et le montant de l'amende pour les fournisseurs d'électricité qui ne satisfont pas au quota (3,75 % en 2007 en augmentation progressive jusqu'à 6 % en 2010) est de 125 €. Le prix de marché oscille donc entre ces valeurs, début 2009 celui-ci était de 108,26 €²⁵.

²³ GSC : groenestroomcertificaten

²⁴ VREG : Vlaams Reguleringinstantie voor de Elektriciteits en Gasmarkt.

²⁵ Prix moyen pour le second trimestre 2009 (Source : www.vreg.be).

Figure 60 : Evolution du prix moyen du certificat d'électricité en région flamande (2006-2009)

11.1.2.2 Certificat cogénération

Depuis 2005, un système de certificats cogénération (WKC²⁶) est d'application en Région flamande, dans le but de promouvoir les économies d'énergie primaire par la mise en œuvre d'installations de cogénération de qualité pour la production de chaleur et d'électricité.

Ainsi, un certificat de cogénération atteste que 1 MWh d'énergie primaire ont été économisés dans une installation de cogénération de qualité comparativement à une situation où la même quantité d'électricité et/ou énergie mécanique et de chaleur sont générées séparément (centrale et chaudière de référence). Notons que dans le cas d'une installation de cogénération fonctionnant au biogaz, le rendement électrique de la centrale de référence est assimilé à 42 % et le rendement thermique de la chaudière de référence est assimilé à 70 %.

Le producteur d'électricité par cogénération de qualité peut alors demander un tel certificat de cogénération au régulateur flamand des marchés du gaz et de l'électricité, la VREG²⁷. Il y a par ailleurs obligation pour les fournisseurs d'électricité d'économiser annuellement une quantité minimale d'énergie primaire. Celle-ci devait être de 1,19 % de l'électricité totale fournie en 2005 et sera de 5,23 % en 2013. Si ces quotas ne sont pas respectés, le fournisseur est redevable d'une amende de 45 € par certificat de cogénération manquant.

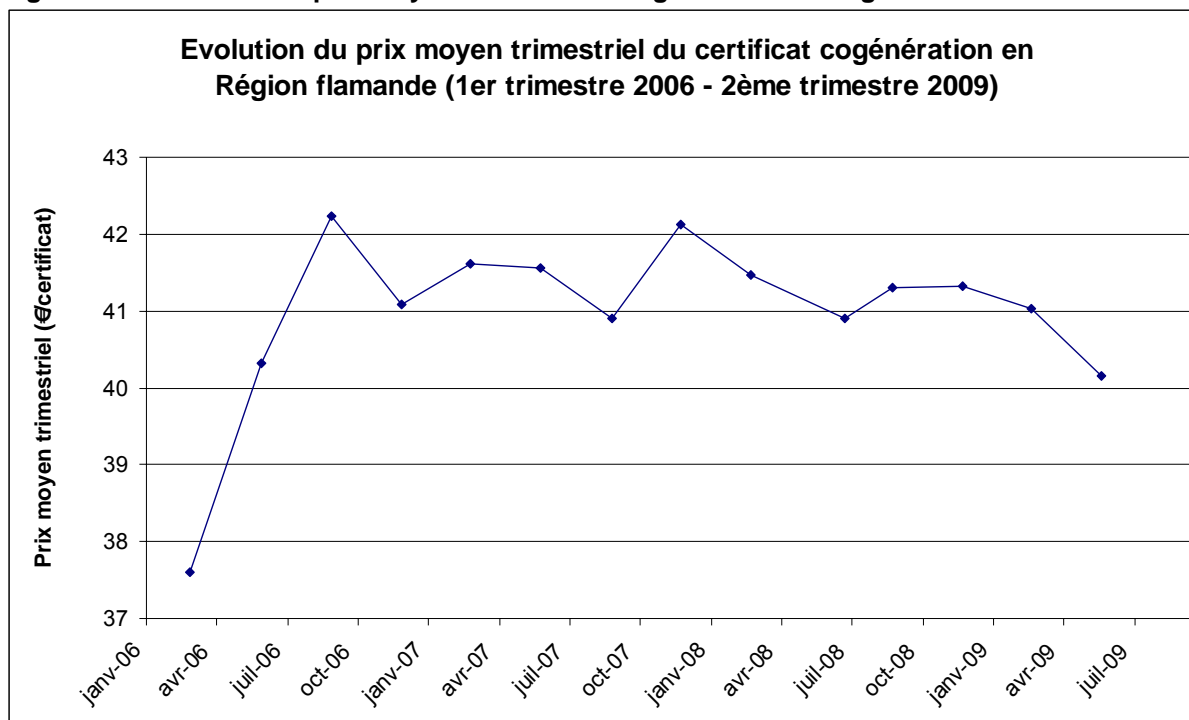
Le Gouvernement flamand assure un prix minimum de 27 € par certificat cogénération, le prix d'un tel certificat est donc compris entre 27 et 45 €.

Le prix moyen de marché d'un certificat cogénération était de 40,16 €²⁸ durant le second trimestre de 2009. Le graphique ci-après présente l'évolution du prix moyen des certificats cogénération WKC.

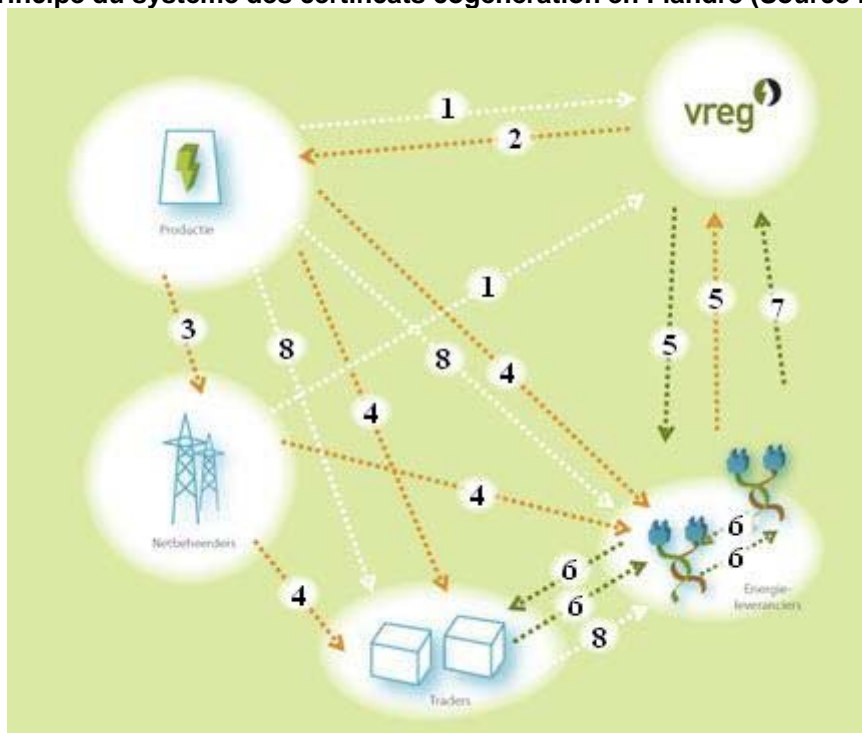
²⁶ WKC : warmtekrachtcertificaten.

²⁷ Vlaams Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits en Gasmarkt

²⁸ Prix moyen pour le second trimestre 2009 (source : www.vreg.be).

Figure 61 : Evolution du prix moyen du certificat cogénération en région flamande

Le principe de ces certificats cogénération est illustré et détaillé ci-dessous.

Figure 62 : Principe du système des certificats cogénération en Flandre (Source : www.vreg.be)

- 1) Les producteurs et les gestionnaires de réseau fournissent mensuellement à la VREG les données nécessaires pour déterminer les économies d'énergie réalisées par cogénération et la production électrique nette injectée sur le réseau à partir de cogénération.
- 2) Sur base de ces données, la VREG peut fournir aux propriétaires d'installations de cogénération, les « certificats cogénération » (WKC). Ces certificats peuvent être utilisés comme une garantie d'origine ou pour combler l'obligation de certificats, ou les deux (voir détail ci-dessous).

- 3) Les producteurs d'électricité à partir de cogénération de qualité peuvent vendre leurs certificats cogénération à un prix minimum légal au gestionnaire de réseau.
- 4) Par ailleurs, ces mêmes producteurs peuvent aussi vendre sur le marché à des négociants ou aux fournisseurs leurs certificats cogénération au prix du marché. Les gestionnaires de réseau peuvent eux aussi vendre leurs certificats à ces mêmes acheteurs.
- 5) Tous les fournisseurs qui s'engagent à livrer de l'électricité à partir de cogénération de qualité au client final sont obligés de détenir un certain nombre de certificats cogénération à la VREG s'ils utilisent les certificats cogénération comme garantie d'origine. Ce nombre est fonction de la quantité mensuelle d'électricité fournie à partir de cogénération. La VREG donne ces certificats en retour. Ceux-ci peuvent encore être utilisés pour l'obligation de certificats.
- 6) Les certificats cogénération qui ont été utilisés comme garantie d'origine peuvent encore être échangés sur le marché.
- 7) Tous les fournisseurs doivent remplir leur obligation de certificats sous peine d'une amende par certificat cogénération manquant. Le nombre de certificat obligatoire est déterminé en pourcentage (quota) de la quantité totale d'électricité fournie annuellement. La VREG retire alors ces certificats cogénération du marché.
- 8) En dehors des certificats, le producteur peut vendre son électricité à un négociant ou à un fournisseur qui livre le client final.

Utilisation des certificats cogénération dans le cadre de l'obligation de certificats

Ne peuvent être utilisés pour satisfaire à l'obligation de certificats que les certificats issus d'une cogénération flamande mise en fonctionnement après le 1^{er} janvier 2002.

Dès qu'un certificat cogénération a été utilisé pour satisfaire à l'obligation de certificats, il ne peut plus être utilisé à d'autres fins.

Pour les mois de production tombant plus de 4 ans après la mise en service ou la modification profonde de l'installation de cogénération, des certificats sont attribués pour X % de l'économie par cogénération dans le mois en question, qui sont acceptables pour l'obligation de certificats, et pour (100-X) % de l'économie par cogénération, des certificats inacceptables pour l'obligation de certificats.

X est calculé selon la formule suivante :

$$X = 100 * (EPR - 0,2 (T-48)) / EPR$$

avec :

- EPR = l'économie d'énergie primaire relative, exprimée en pour cent et calculée sur la base des données les plus récentes connues au moment de la demande ou après contrôle.
- T = la période entre la date de mise en service et le mois de production mentionné sur le certificat de cogénération, exprimée en mois.

Utilisation des certificats de cogénération comme garantie d'origine

Les certificats de cogénération sont utilisés comme garantie d'origine lorsqu'ils sont présentés dans le cadre de la vente d'électricité à des clients finals comme étant de l'électricité issue de la cogénération de qualité.

Ces certificats de cogénération peuvent également être exportés en dehors de la Région flamande en tant que garantie d'origine. La VREG transmet alors les données nécessaires du certificat de cogénération à l'instance compétente de la Région ou du pays auquel le certificat de cogénération a été exporté. Ce certificat ne peut plus alors être utilisé pour satisfaire à l'obligation de certificat en Région flamande.

Les certificats cogénérations qui sont utilisés comme garantie d'origine peuvent encore être utilisés pour satisfaire à l'obligation de certificats.

Une garantie d'origine provenant d'une autre région ou d'un autre pays peut être importée en Flandre et utilisée comme garantie d'origine pour autant qu'il soit prouvé à la VREG qu'il a répondu à certaines conditions, qu'elle soit délivrée pour la production nette d'électricité issue de cogénération de qualité et que la quantité d'électricité à laquelle la garantie d'origine a trait n'a pas encore été vendue sous la dénomination électricité issue de cogénération de qualité.

11.1.2.3 Prix d'achat final de l'électricité

Pour la production d'un MWh_{él} par cogénération fonctionnant au biogaz, le producteur reçoit les aides suivantes :

1 certificat vert valant 108,26 € (prix du marché au second trimestre 2009)

1,39 certificats cogénération valant 40,16 €/WKC (prix du marché au second trimestre 2009)

Donc le producteur flamand reçoit pour la production d'un MWh_{él} : 108,26€ (CV) + 55,78€ (1,39 WKC) + 40€ (réseau) = 204,04€ (pendant les 4 premières années).

Après 4 ans, le nombre de WKC acceptables pour l'obligation de certificats diminue progressivement jusqu'à être nul au maximum la 18^{ème} année.

11.2 Etat des lieux des projets de biométhanisation en Belgique

11.2.1 Etat des lieux en Région wallonne

Actuellement en Région wallonne, 31 sites producteurs de biogaz sont en fonctionnement, leurs nombres ainsi que leurs caractéristiques de productions énergétiques électriques et thermiques sont répertoriés dans le tableau ci-dessous par type de site. Un site traitant des déchets organiques ménagers vient de fermer en janvier 2009 et un autre est en cours de démarrage.

Tableau 25 : Etat des lieux du biogaz en région wallone

Type site	Nombre sites	Energie primaire (GWh)	Electricité (GWh)	Chaleur (GWh)
Décharges	12	349	101,3	4,1
STEP	8	3,5	0,292	2,252
Effluents industriels	5	43,2	12,4	22,6
Agricoles	6	25,3	8,1	3,2
Déchets organiques ménagers	1 (arrêt 01/2009)	10,5	2,7	2,8

Les sites d'enfouissement technique ou décharges sont les plus nombreux mais sont surtout ceux qui produisent le plus d'électricité à partir de biogaz. Six installations agricoles sont présentes en Wallonie, les puissances électriques installées ainsi que les volumes des digesteurs pour quatre d'entre elles sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 26 : Installations de méthanisation à la ferme en région wallone

Installations	Année de mise en fonctionnement	Volume du/des digesteur(s)	Puissance électrique (kWé)
Ferme Kessler, Attert	2003	2 x 750	390
Surizénergie, Surice	2006	1500	104
Ferme Lenges, Recht	1999	600 + 1800	360
Ferme Heck, Nidrum	2001	1800	100

11.2.2 Etat des lieux en Région flamande

En Région flamande, 23 unités de biométhanisation sont en cours de construction, 5 sont en phase de démarrage et 24 sont en fonctionnement.

Tableau 27 : Etat des lieux du biogaz en région flamande

	Unités de biométhanisation en		
	fonctionnement	démarrage	construction
0 - 200 kW	2		23
200 - 500 kW	2		
500 - 1000 kW	7		
1000 - 1500 kW	6	1	
1500 - 2000 kW	3	1	
2000 - 3000 kW	3	2	
3000 - 4000 kW	1	1	

12 Annexe 4 : Analyse du dispositif des projets domestiques en France

12.1 Introduction et éléments de contexte

L'élevage génère près de 48 MtéqCO₂ en France (fermentation entérique et déjections animales), représentant 9 % des émissions nationales de gaz à effet de serre en 2007²⁹. Près de 20 MtéqCO₂ proviennent des déjections animales (dont environ 60% des déjections bovines et 25 % des déjections porcines).

Or, entre 1990 et 2004, les émissions dues à la fermentation entérique et les déjections animales ont diminuées de -9,8 % et -7,3 % respectivement (baisses les moins importantes comparés aux autres sources d'émissions du secteur agricole : -11,1 % pour les émissions liées à la consommation d'énergie du secteur et -12 % pour les émissions dues à l'utilisation des fertilisants sur les sols agricoles).

Lors de la mise en place du dispositif des projets domestiques, le potentiel de réduction estimé avec la méthanisation des déjections des « gros » élevages porcins et bovins s'élevait à 3,4 MtéqCO₂ (avec l'hypothèse de -80 % d'émissions lors du stockage).

Les outils incitatifs existant (tarif d'achat de l'électricité par exemple) soutiennent la valorisation énergétique du biogaz (chaleur, électricité, carburant). La réduction des émissions liée à la méthanisation des effluents d'élevage est valorisée par une prime sur le tarif d'achat de l'électricité (2 c€/kWh). Le dispositif des projets domestiques a été instauré pour permettre aux porteurs de projet de valoriser ces réductions d'émission, en s'inscrivant dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Quelques définition (Source : GIEC, Rapport de synthèse 2007)

Mécanismes de flexibilité : Mécanismes économiques fondés sur des principes du marché, auxquels les Parties au Protocole de Kyoto peuvent recourir pour atténuer les incidences économiques possibles des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ces mécanismes comprennent en particulier la mise en œuvre conjointe (MOC), le mécanisme pour un développement propre (MDP) et l'échange de droits d'émission.

Mise en œuvre conjointe (MOC) : Mécanisme de mise en œuvre axé sur le marché, défini à l'article 6 du Protocole de Kyoto, qui permet aux pays visés à l'annexe I ou aux entreprises établies dans ces pays de mettre en route des projets conjoints visant à limiter ou à réduire les émissions de gaz à effet de serre ou à renforcer les absorptions par les puits et d'échanger des unités de réduction des émissions.

Différents systèmes de soutien liés à la réduction domestique des émissions de gaz à effet de serre existent en Europe.

On peut citer par exemple :

- La Fondation Centime Climatique en Suisse : dispositif introduit en août 2005, il finance des projets de réduction des émissions en Suisse et à l'étranger concourant à l'atteinte des objectifs de Kyoto de la Suisse. La Fondation se finance par une redevance sur les importations d'essence et de diesel (rapportant environ 100 M Francs suisses par an en moyenne / environ 66 M€). Pour en savoir plus : <http://www.stiftungsklimarappen.ch/>
- Les projets de compensation domestiques en Allemagne : ces projets fonctionnent comme des projets MOC unilatéraux mais n'entrent pas dans le cadre légal du Protocole de Kyoto. À ce jour, ce dispositif n'est pas ou très peu utilisé. Pour en savoir plus : http://www.jiko-bmu.de/english/background_information/introduction_cdm_ji/special_project_types/domestic_offset_projects/doc/453.php
- Les certificats verts en Belgique : en Wallonie et à Bruxelles-Capitale, l'attribution des certificats verts pour l'électricité renouvelable est basée sur la réduction des émissions par rapport à une centrale de référence (gaz naturel). Pour en savoir plus : <http://www.brugel.be/Public/Page.php?ID=2975&siteID=2402&IDParent=2402&IDOrigin=> et <http://cwape.wallonie.be/xml/themes.xml?IDC=1532>

²⁹ Source : CITEPA/CORALIE/format SECTEN, mise à jour Juin 2009.

12.2 Présentation du dispositif des projets domestiques

Le dispositif des projets domestiques a été introduit fin 2006 et est piloté par le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (MEEDDM). Ce dispositif consiste à appliquer en France (métropole et DOM) le système dit de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), l'un des mécanismes de flexibilité prévus dans le cadre du Protocole de Kyoto. Le mécanisme de la MOC requiert trois acteurs : un porteur de projet sur le territoire de réalisation de son projet (appelé pays hôte) et deux autorités de validation, celle du pays « hôte » et celle d'un pays tiers. Le pays hôte et le pays tiers doivent figurer à l'annexe 1 du protocole de Kyoto.

Pour inciter au développement de tels projets en France, la Caisse des Dépôts a pris fin 2006 une initiative concrétisée par un appel à projets pour un volume maximum de réductions de 5 millions de tonnes de réductions de CO₂ sur la période Kyoto 2008-2012. Pour favoriser l'émergence des projets, la Caisse des Dépôts a proposé d'une part un système de prix défini à l'avance et d'autre part elle « apporte » le partenaire étranger indispensable au montage du projet MOC. La Caisse des Dépôts et son partenaire étranger garantissent l'achat de la totalité des réductions générées par le projet sans toutefois contraindre le porteur de projet à une « obligation de livraison » de ces réductions.

En dehors de l'appel à projets de la Caisse des Dépôts, d'autres acteurs nationaux, au premier rang desquels Rhodia ont également développés des projets MOC en France.

Les projets domestiques (projets MOC nationaux) génèrent des crédits carbone (Unités de Réduction des Émissions (URE)) échangeables sur le marché international.

Selon les dispositions définies pour les mécanismes de projets Kyoto, voie 1, les projets suivent un processus d'agrément qui en France est instruit et piloté par le MEEDDM : document de projets présentant l'opération, le scénario de référence, la démonstration de l'additionnalité, l'estimation des réductions attendues et le système de suivi réductions (monitoring). Ce document descriptif de projet doit être complété par un rapport de validation d'un auditeur externe. Après avoir été agréé, le projet est mis en œuvre. Les réductions d'émission doivent être certifiées par un organisme d'audit agréé pour pouvoir prétendre à la délivrance des crédits carbone (Unités de Réduction d'Émission : URE) par l'État.

Les réductions d'émission liées au projet sont calculées par rapport à un scénario de référence défini dans la méthodologie de projet préalablement référencée par le MEEDDM. Ces réductions concourent à l'atteinte de l'objectif de Kyoto de la France en réduisant les émissions nationales : 90 % des réductions d'émission du projet génèrent des crédits MOC, les 10 % restants sont conservés sur le compte de la France afin de prévenir son risque de non-conformité.

Une méthodologie s'applique à la méthanisation des effluents d'élevage sur des exploitations agricoles, et deux autres méthodologies à la valorisation du biogaz (substitution d'énergie thermique fossile et valorisation sous forme de biogaz carburant).

Il est a priori possible d'appliquer plusieurs méthodologies et de cumuler les crédits ainsi générés à condition de pouvoir démontrer l'additionnalité du projet dans son ensemble et de respecter certains critères. En particulier, en cas de mise en œuvre de systèmes de cogénération à partir du biogaz produit, l'installation ne doit pas bénéficier d'un tarif de rachat de l'électricité.

Additionnalité : La réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre du projet doit être additionnelle à la réduction qui aurait eu lieu en l'absence du projet. Pour démontrer l'additionnalité d'un projet, il est fait usage à une analyse des barrières (financière, technique, réglementaire, économique, ...), qui sans le concours du dispositif ne permettraient pas au projet de voir le jour.

Il est possible de procéder à une analyse globale du projet (par exemple en comparant les résultats de l'analyse financière du projet avec ou sans soutien) ou à une analyse marginale (en analysant le coût marginal de la tonne supplémentaire méthanisée par exemple).

Les pré-requis pour que les projets soient éligibles sont les suivants :

- Ne pas être soumis au système européen d'échanges de quotas (donc les installations de puissance thermique supérieure à 20 MW).

- Ne pas bénéficier du tarif d'achat de l'électricité pour les crédits obtenus au titre de la méthodologie de substitution d'énergie thermique.
- Dans le cadre de l'appel à projets de la Caisse des Dépôts : aboutir à une réduction d'émissions d'au moins 10 000 tonnes équivalent CO₂ sur la période 2008-2012. Dans le cas de projets de taille inférieure, les projets peuvent se présenter sous la forme d'un groupement de projets utilisant le même procédé et de taille comparable.

Exemple : élevage de 100 vaches laitières :

- 100 vaches laitières
- En étable 8 mois / an (déjections traitées en lisier et envoyées au méthaniseur), en pâture 4 mois
- Méthaniseur individuel
- Digestat stocké dans une fosse couverte pendant 60 jours, puis dans une fosse non couverte avant épandage

Résultats : 168 tCO₂e/an de réduction d'émission (Voir la méthodologie CITEPA / EcoSecurities pour le détail du calcul), soit :

- 90 % des réductions d'émission donnent droit aux crédits carbone soit 151 URE.
- Ces crédits sont achetés par la Caisse des Dépôts à un prix fixe calculé sur la base d'une moyenne sur 90 jours mois une décote de 30 à 70 %, soit pas plus de 8 à 8,5 € / crédit (dans certains cas, le prix peut atteindre 10-11€/tonne si le risque est faible et s'il y a besoin d'apporter une incitation plus forte).
La décote est fonction des risques liés à la qualité du projet (taille, avancement / risque de non respect des délais, technologie, statut du porteur de projet, etc.) et du risque de contrepartie car le porteur de projet n'a pas l'obligation de livrer de crédits.
Dans l'exemple présent et avec l'hypothèse du crédit à 8,5 €, le gain serait de 1285 € par an. Les porteurs de projets reçoivent ce montant lorsque les crédits sont générés.
- NB : Afin d'être éligible dans le cadre de l'appel à projet, les projets doivent réduire les émissions de 10 000 tonnes minimum, donc dans le cas précis, il ne serait éligible que dans le cadre d'un groupement avec une douzaine de projets de cette taille (si les crédits sont générés sur 5 ans pour chaque projet).

Quelques ordres de grandeurs pour 5000 tCO₂e/an :

Traitement des déjections en lisier dans le scénario de référence, dans le projet avec un méthaniseur collectif avec stockage couvert du digestat supérieur à 50 jours :

2000 vaches laitières = 5000 autres bovins = 1000 porcs = 5000 tCO₂e/an

Traitement des déjections en fumier :	30 fois plus d'animaux
Stockage du digestat inférieur à 50 jours :	15 à 18 % d'animaux en plus
Méthaniseur individuel :	6 à 7 % d'animaux en moins

12.3 Analyse qualitative des retours d'expérience

Remarque préliminaire : Pour les besoins de l'étude, il n'est étudié ici que la méthodologie relative à la méthanisation des effluents d'élevage, et le dispositif dans sa globalité.

12.3.1 Constat : retours d'expérience du dispositif des projets domestiques

Le dispositif des projets domestiques est actuellement dans sa première phase (introduit en 2006, le dispositif couvre la période 2008-2012, correspondant à la période d'engagement dans le cadre du Protocole de Kyoto).

Dans le cadre de l'appel à projets lancé fin 2007 par la Caisse des Dépôts, les projets retenus concernent en majorité la substitution d'énergie thermique par la biomasse et sont dans la plupart des cas des agrégations de projets (réductions d'émission de 28 à 515 ktCO₂e).

Un seul projet de méthanisation rurale a été soumis : il s'agit d'un groupement de trois projets traitant un total de 30 500 tonnes de coproduits liquides (50 % de déjections animales), représentant une

réduction totale de 16 ktéqCO₂ (pour mémoire le seuil pour être éligible est de 10 ktéqCO₂). D'après la Caisse des Dépôts et compte tenu de l'absence d'information sur l'état d'avancement, ce projet ne devrait pas voir le jour avant 2012 sous la forme d'un projet domestique.

Un autre projet a été retenu au titre de la valorisation du biogaz carburant dans une flotte de bus (projet porté par Lille Métropole). Ce projet a été redéfini suite à l'évolution de la réglementation qui autorisera l'injection du biogaz dans les réseaux de distribution du gaz naturel.

De manière générale, les projets qui ont vu le jour sont ceux permettant une réduction d'émissions importantes et pouvant être mis en œuvre dans un délai conciliable avec le calendrier du protocole de Kyoto. Dans le cas des installations de méthanisation, le temps de montage administratif du projet (2 ans minimum) et l'horizon d'exploitation d'un méthaniseur (10-20 ans) est trop long comparé à la période couverte par le dispositif (5 ans). Le temps nécessaire au développement de projets et les risques d'abandon rendent difficile l'agrégation de projets de méthanisation.

Une méthodologie simplifiée pour les petites installations de méthanisation agricole était prévue, notamment pour simplifier la démonstration de l'additionnalité. Cependant, le processus de référencement de méthode n'a pas abouti.

12.3.2 Quelques leçons

Le bilan du dispositif des projets domestiques est globalement positif sur les méthodologies de substitution d'énergie thermique et dans la chimie. Par contre, cela n'a pas été le cas pour la méthanisation. Même si le dispositif vise a priori les émissions diffuses (bâtiments, transport, agriculture), une grande majorité des projets retenus dans le cadre de l'appel à projet vise des secteurs relativement peu diffus (ex : grandes chaudières collectives, industrie) parfois proches du seuil d'éligibilité au champ de l'EU-ETS. La plupart des projets proposés dans l'appel à projets sont des projets d'énergie (biomasse/chaaleur, efficacité énergétique).

Le résultat de l'expérimentation de la Caisse des Dépôts au travers de son appel à projets montre que ce dispositif est en l'état très peu adapté aux installations de méthanisation qui sont en général développées, pour plusieurs raisons.

12.3.2.1 Un calendrier contraint

Le calendrier pour la première phase du dispositif était assez limité : la première période s'étend de 2008 à 2012 (la prochaine période sera définie en fonction des résultats des prochaines négociations internationales sur le climat) et l'appel à projets a été lancé assez tard, en 2007, une fois les méthodologies référencées.

Ce calendrier est très contraint pour les projets de méthanisation rurale car le calendrier pour le montage de projets est particulièrement long (notamment du fait de l'obtention des différentes autorisations administratives, puis des différents recours) : or il est important pour les projets générant peu de crédits carbone d'être opérationnel au plus vite en début de période. En effet, le projet de méthanisation candidat représente un volume de réduction de 16 ktCO₂e sur 2008-2012, alors que pour comparaison, une majorité des projets biomasse représentent un volume de réduction des émissions supérieur à 100 ktCO₂e par projet (donc les réductions annuelles sont déjà supérieures au seuil minimum de 10 ktCO₂e).

Les projets dont le stade de développement était assez avancé n'ont pas pu être éligibles à cause du manque d'additionnalité des projets (qui étaient prêts à être réalisés).

Un calendrier plus large avec un appel à projet lancé plus en amont par rapport à la période de délivrance des crédits permettrait à d'avantage de projets de candidater.

12.3.2.2 Un processus complexe et une méthodologie assez lourde

Le processus d'approbation des projets domestiques est similaire à celui des mécanismes de Kyoto, et ont donc des coûts de transaction élevés (voir 12.3.2.4) en particulier pour les petits projets et les projets diffus (ex : réduction des émissions dans le secteur du bâtiment ou des transports) : montage de dossier, nécessité de mettre en place un suivi des émissions (plan de surveillance), vérification par un organisme agréé...

En général, les installations de méthanisation sont accompagnées d'unité de cogénération. Or la méthodologie exclut les réductions de GES liées à la valorisation thermique du biogaz lorsque

l'installation bénéficie des tarifs d'achat de l'électricité : la valorisation par crédits carbone des réductions d'émission liées à la seule méthanisation des déjections animales étant relativement faible en volume.

Une nouvelle méthodologie pour les installations de petite échelle a été proposée en janvier 2008 (capacités inférieures à 200 kWél pour une cogénération ou 600 kWth pour une chaudière) mais le référencement n'a pas abouti.

Il est à noter également que si la démonstration de l'additionnalité est unique pour l'ensemble des projets agrégés, elle ne dispense pas en amont d'un examen au cas par cas de chacun des projets élémentaires, participant au regroupement :

« L'agrégateur doit s'assurer de la cohérence de la démonstration de l'additionnalité de chaque projet individuel et formuler en conséquence la démonstration pour l'ensemble du regroupement de projets individuels. » 30

12.3.2.3 Un formatage des projets de méthanisation influencé par d'autres politiques

Comme souligné précédemment, les installations de méthanisation actuellement développées sont en général accompagnées d'unité de cogénération, et visent en premier lieu à produire de l'électricité verte afin de bénéficier des tarifs de rachat mis en place par les pouvoirs publics. Ces unités nécessitent donc des investissements substantiels (moteur...), et sont incitées à méthaniser en priorité des substrats avec un fort pouvoir méthanogène ; déchets d'industries agro-alimentaires, cultures dédiées. Les déjections animales, présentant un faible pouvoir méthanogène, dégradent le rendement du moteur et ne sont utilisées qu'en complément, pour maintenir un niveau d'humidité adéquat.

Les unités de méthanisation qu'il est possible de faire financer par les mécanismes de projet sont d'un tout autre type : il s'agit d'unités dont le but est de réduire les émissions de GES, valoriser la chaleur et de gérer les déchets. Ces unités nécessitent très peu d'investissement. Un exemple en est donné par les projets développés avec succès dans le cadre du mécanisme pour un développement propre, essentiellement en Amérique latine.

12.3.2.4 Des coûts élevés, notamment pour les petits projets

Les coûts liés au développement de projets domestiques sont très élevés. Les ordres de grandeur sont de : 15-20 k€ d'audit pour le rapport de validation préliminaire, 5-10 k€ pour la certification à chaque versement de crédits (de l'ordre de 10 k€ pour le 1er versement, dégressif sur les suivants). Ainsi, en dessous du seuil de 10 ktCO₂e, le dispositif n'est pas économiquement intéressant, surtout dans le contexte de chute des cours du carbone (cours moyens mensuels du CER : 22 € en juillet 2008, 9 € en février 2009, 12,50 € en septembre 2009).

La problématique carbone est par ailleurs relativement nouvelle pour les secteurs non soumis à quotas d'émissions, d'où la nécessité pour beaucoup de faire appel à des bureaux d'études ou à des développeurs spécialisés.

Le prix des crédits carbone est volatile et nécessite de bien connaître les marchés du carbone afin d'estimer au mieux le revenu que ce dispositif apportera aux projets. La Caisse des Dépôts, en jouant le rôle d'intermédiaire financier, simplifie la gestion du risque prix en proposant des règles de fixation de prix déterminées à l'avance.

Pour les projets de méthanisation, le seuil minimum de réduction ainsi que les coûts de transaction élevés rendent nécessaire l'agrégation d'un grand nombre de projets comparables (même méthodologie, taille comparable) : dans ce cas, l'existence d'acteurs capables de coordonner un grand nombre de projets répartis dans plusieurs régions de France, à des stades de développement différents pourrait faciliter l'agrégation.

30 Agrégation de projets individuels – guide méthodologique de la Caisse des Dépôts pour constituer le Dossier Descriptif de Projets Regroupés (DDPR), page 28

12.4 Évolutions à venir

Pas de changement à court terme au niveau national...

Au niveau national, il n'est pas prévu d'évolution à court terme du dispositif, les réflexions étant liées aux résultats des négociations internationales sur le climat (dont la Conférence des Parties à Copenhague, en décembre 2009) et des évolutions prévues ou en cours de discussion à l'échelle européenne.

...mais des discussions en cours au niveau européen

L'Union Européenne, en tant que signataire du Protocole de Kyoto a la faculté de mettre en place un tel dispositif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Au niveau européen, des discussions autour de mécanismes de projets pour les émissions non couvertes par le système d'échanges de quotas (EU-ETS) ont été menées, notamment autour de l'article 24 de la Directive ETS³¹ définissant les procédures pour l'inclusion unilatérale d'activités et de gaz supplémentaires. La Directive 2009/29/CE modifie la directive ETS en ajoutant un article 24 Bis intitulé « Règles harmonisées concernant les projets de réduction des émissions » traitant notamment des projets entraînant la délivrance de quotas ou de crédits CO₂, non couverts par le système d'échange de quotas d'émission, lorsque l'inclusion de ce type de projets est impossible dans le cadre de l'inclusion unilatérale d'activités et de gaz supplémentaires et à condition que ces projets ne donnent pas lieu à double comptage. Une harmonisation des règles de prise en compte de ces réductions d'émissions sera faite lors du prochain réexamen de l'EU-ETS. À ce jour, il n'y a pas de procédure établie. Durant les discussions autour de la Directive 2004/101/CE³² modifiant la directive ETS afin de prendre en compte les crédits générés par les mécanismes de flexibilité, certains pays, notamment l'Allemagne, ont fait des propositions en faveur de la création de ce type de dispositif.

En l'absence d'accord à l'échelle européenne, il est également possible de définir un dispositif à l'échelle d'un ou plusieurs États membre.

À l'avenir, un dispositif semblable aux projets domestiques à l'échelle européenne (dit système 24 bis) permettrait de mutualiser l'expérience des différents acteurs publics et privés dans les États Membres et d'harmoniser les procédures d'approbation des projets, augmentant également la visibilité pour les porteurs de projets. À noter que ce système européen ne s'appuierait pas sur la MOC (donc pas besoin de pays tiers) et générerait directement des quotas négociables sur l'EU ETS. L'Europe aurait également plus de liberté dans la définition des règles, notamment en ce qui concerne la démonstration de l'additionnalité.

12.5 Sources

- Arrêté du 2 mars 2007 pris pour l'application des articles 3 à 5 du décret no 2006-622 du 29 mai 2006 et relatif à l'agrément des activités de projet relevant des articles 6 et 12 du protocole de Kyoto
- Directive 2009/29/CE modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:FR:PDF>
- Caisse des Dépôts et Consignations :
Site internet : <http://www.caissedesdepots.fr/activites/lutter-contre-le-changement-climatique/comprendre-leconomie-du-changement-climatique/le-systeme-des-projets-domestiques.html>
Caisse des Dépôts Mission Climat, Élargir les instruments d'action contre le changement climatique grâce aux projets domestiques, Rapport d'évaluation, 2005.
Caisse des Dépôts – ADEME, Projets domestiques, Rendre concret le protocole de Kyoto, 2008
Caisse des Dépôts : Guides méthodologiques pour constituer les dossiers descriptifs de projet (Projet simple, Agrégation de projets, Projet programmatique)

³¹ Directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE.

³² Directive 2004/101/CE modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto.

Contact : Yves André (17 août 2009)

- EcoSecurities :
Méthodologie « Méthanisation des effluents d'élevage »
Contact : Arnaud Viel (24 juillet 2009)
- Projets de compensation domestique en Allemagne / Domestic Offset :
http://www.jiko-bmu.de/english/background_information/introduction_cdm_ji/special_project_types/domestic_offset_projects/doc/453.php
Contact : Martina Jung/Ecofys (06/08/09)
- Greenstream
Contact : Pauline Cordier (17 août 2009), basée à Hambourg en Allemagne et spécialisée dans le montage de projets de valorisation de CO2 des installations de méthanisation.
- UNFCCC
Projets de méthanisation développés dans le cadre du MDP :
Voir par exemple : http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FS_186034302

13 Annexe 5 : Questionnaires d'enquêtes

13.1 Projets abandonnés



IDENTIFICATION DU PROJET

Nom du maître d'ouvrage – Porteur du projet :

Adresse :

Code Postal – Commune :

DONNÉES GÉNÉRALES

Intrants

Quelles déjections animales et leurs quantités respectives ?

Quels autres produits méthanisables et leurs quantités respectives ?

Valorisation de biogaz

Type de valorisation (injection ou cogénération) et puissance installée envisagée ?

Options de valorisation de chaleur envisagées ?

Aspects financiers

Coûts d'investissement ?

Frais d'exploitation ?

Frais financiers ?



ABANDON ET CAUSE

Veuillez cocher à quelle phase le projet a été abandonné et quelle est la cause de cette décision (plusieurs réponses sont possibles)

PREMIÈRE REFLEXION

- ☐ Diversification d'activité
- ☐ Préoccupations environnementales

PRÉDIAGNOSTIC

- ☐ Gisement
- ☐ Valorisation biogaz
- ☐ Valorisation digestat
- ☐ Localisation / implantation site
- ☐ Analyse économique

ÉTUDE DE FAISABILITE

- ☐ Gisement
- ☐ Valorisation biogaz
- ☐ Valorisation digestat
- ☐ Localisation / implantation site
- ☐ Analyse économique

FILIERE DE METHANISATION

- ☐ Connaissance de la filière
- ☐ Manque d'information
- ☐ Aspects de sécurité

DÉMARCHES ADMINISTRATIVES

- ☐ ICPE (acceptation du dossier incluse)
- ☐ PERMIS DE CONSTRUIRE (acceptation du dossier incluse)
- ☐ Déclaration comme producteur d'énergie
- ☐ Autres

VOISINAGE

- ☐ Émissions d'odeurs
- ☐ Bruit
- ☐ Transport des gisements
- ☐ Malinformation

DÉMARCHES FINANCIERES

- ☐ Demande de subventions
- ☐ Demande de crédit
- ☐ Montage forme juridique

EXPLOITATION DE L'INSTALLATION

- ☐ Gisement

- ☐ Valorisation biogaz
- ☐ Rentabilité du projet
- ☐ Fonctionnement technique
- ☐ Surcharge de travail

SITUATION PERSONNELLE

- ☐ Relation entre la nouvelle activité et la conduite de l'exploitation agricole
- ☐ Succession
- ☐ Partenaires (pour un GAEC par exemple)
- ☐ Surcharge de travail
- ☐ Interrogation techniques vis à vis de la méthanisation
- ☐ Motivation générale



EXPLICATION L'ABANDON

Veillez expliquer les raisons pour lesquelles le projet a été abandonné ?

REMARQUES



13.2 Projets non abandonnés

Étude Rentabilité-Biogaz Ademe Questionnaire d'enquête

Madame, Monsieur,

Vous vous apprêtez à compléter le questionnaire d'enquête élaboré dans le cadre de l'étude « Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale », commanditée par l'Ademe.

Afin de vous faciliter cette tâche, veuillez trouver ci-après le lexique des abréviations utilisées, ainsi que quelques consignes de remplissage.

Néanmoins si vous rencontrez des problèmes pour remplir ce document, nous pouvons convenir d'un rendez-vous téléphonique pour le compléter ensemble.

Les personnes à contacter pour cela sont :

- Sylvaine BERGER,
- Céline LABOUBEE.

Vous pouvez les joindre au 05 67 69 69 69.

LEXIQUE :

AMO : Assistance à Maîtrise d'œuvre
BT : Basse Tension
CA : Chiffre d'Affaires
IRPP : Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques
IS : Impôt sur les Sociétés
MES : Mise En Service
MF : Matière Fraîche
MO : Matière Organique
MS : Matière Sèche
t : Tonne



CONSIGNES DE REMPLISSAGE :

- ne pas oublier de préciser en haut de chaque page le nom du projet
- à chaque fois que la mention « oui / non » apparaît, RAYER la mention inutile
- sous partie « Ressource » :
 - o pour chaque ressource, préciser le type de produit
 - o pour la qualité du biogaz, préciser la teneur (%) en méthane (CH₄) contenu dans le biogaz
- sous partie « Investissement » :
 - o pour chaque poste, préciser le détail du montant de l'investissement,
 - o si vous ne disposez pas du détail de l'investissement, renseigner un montant global par poste en précisant, les éléments contenus dans ce montant en rayant la mention inutile dans « oui / non »
- sous partie « Analyse financière » :
 - o les données renseignées doivent correspondre au chiffre d'affaires d'une année de fonctionnement à pleine charge
 - o si vous avez contracté plusieurs emprunts pour le financement du projet, mettre le détail dans capital emprunt n°1, capital emprunt n°2, etc ...



Nom du projet : _____

Identification Site

Nom du projet :	
Porteur du projet :	
Adresse :	
Téléphone :	
Mail :	

Personne à contacter :		Tél :		Mail :	
------------------------	--	-------	--	--------	--

Année du chiffrage	
--------------------	--

Ressources

	Origine agricole	Quantité annuelle t/an	Teneur en MS %MS/IMF	Teneur en MO %MO/MS	Potentiel CH4 Nm ³ CH4/tMO	Hygiéni- sation	Coût ressource €/tMF
ressource R1 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R2 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R3 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R4 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R5 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R6 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R7 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R8 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R9 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R10 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R11 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R12 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R13 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R14 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R15 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R16 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R17 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R18 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R19 (préciser)	oui / non					oui / non	
ressource R20 (préciser)	oui / non					oui / non	

Qualité du biogaz	% CH ₄	
-------------------	-------------------	--

Données techniques

Stockage ressources solides total
Stockage ressources solides existant
Stockage ressources liquides total
Stockage ressources liquides existant
Incorporateur ressources solides
Cuve d'hygiénisation
Prétosse
Digesteur
Post-digesteur
Stockage digestat brut total
Stockage digestat brut existant
SI séparation de phase
Stockage digestat liquide
Stockage digestat solide

Unité	Taille (surface/volume/
m²	
m²	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	
m³	

Autre élément de stockage (préciser)

m³

Bâtiment
Moteur
puissance
rendement électrique
rendement thermique
Durée de fonctionnement

m²
oui / non
KW _{el}
%
%
h/an

Epurateur biogaz qualité gaz naturel
Capacité épuration biogaz
rendement de l'unité d'épuration
Durée de fonctionnement
Injection réseau gaz naturel
distance au réseau gaz naturel
Station de remplissage GNV
Volume de stockage

oui / non
m³/h
%
h/an
oui / non
ml
oui / non
m³

Nombre heures pour l'exploitation de l'unité de méthanisation	Nb h salariés	h/an
	Nb h gérant	h/an

Dimensionnement réel ou estimé

Besoins énergie

Besoins de chaleur

Digesteur
Hygiénisation
Utilisation sur l'exploitation/habitation (substitution énergie fossile)
Consommateur extérieur de chaleur 2 (préciser)
Consommateur extérieur de chaleur 3 (préciser)
Consommateur extérieur de chaleur 4 (préciser)
Consommateur extérieur de chaleur 5 (préciser)

MWh ₀ /an		longueur réseau de chaleur	Prix de vente
MWh ₀ /an			
MWh ₀ /an	mi		€/MWh
MWh ₀ /an	mi		€/MWh
MWh ₀ /an	mi		€/MWh
MWh ₀ /an	mi		€/MWh
MWh ₀ /an	mi		€/MWh

Investissement

Données disponibles :

Chiffres étude de faisabilité
Chiffres devis constructeurs
Chiffres coût construction

oui / non	Merci d'indiquer ces renseignements dans la colonne "Montant Etude"
oui / non	Si vous disposez de coûts issus de devis de constructeurs ou de coûts réels de construction, merci de renseigner également la colonne "montant réel"

Si construction à la ferme, l'exploitation existante est-elle aux normes?
Si non, le projet lui permet-il de passer aux normes?
Installation de méthanisation soumise à déclaration
Installation méthanisation soumise à autorisation

oui / non
oui / non
oui / non
oui / non

Site
Achat parcelle ou coût division parcellaire
Clôture et Barrière
Voie d'accès, voirie, aménagement
Raccordements (eau, électricité, téléphone ...)
Terrassements généraux
Tranchées pour canalisations
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Réception ressources
Dalle pour fumier et ensilages
Cuve de réception pour déchets liquides (préfosse)
Couverture pour éviter les odeurs
Enduits de protection
Mixer
Echelle, plateforme
Raccordements
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Investissement (suite)

	Montant étude	Remarques		Montant Réel	Remarques
Equipements gestion des ressources			Total :		
Pont bascule	oui / non		oui / non		
Pompes	oui / non		oui / non		
Télescopique	oui / non		oui / non		
Conduites matières liquides	oui / non		oui / non		
Matériel de collecte des ressources	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		
Hygiénisation			Total :		
Cuve	oui / non		oui / non		
Equipements (mixer, mesures) et Raccordements	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		
Digesteur			Total :		
Système d'introduction de matières solides	oui / non		oui / non		
Cuve	oui / non		oui / non		
Fondations	oui / non		oui / non		
Couverture, double membrane, avec montage	oui / non		oui / non		
Détection d'étanchéité	oui / non		oui / non		
Mixer	oui / non		oui / non		
Isolation	oui / non		oui / non		
Bardage extérieure	oui / non		oui / non		
Echelle, plateforme, hublot	oui / non		oui / non		
Désulfuration biologique	oui / non		oui / non		
Soupapes sur- et sous-pression	oui / non		oui / non		
Distribution chaleur (chauffage digesteur)	oui / non		oui / non		
Raccordements	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		

Investissement (suite)

Post-digesteur ou 2ème digesteur

Cuve
Fondations
Couverture, double membrane, avec montage
Détection d'étanchéité
Mixer
Isolation
Bardage extérieure
Echelle, plateforme, hublot
Désulfuration biologique
Soupapes sur- et sous-pression
Distribution chaleur (chauffage digesteur)
Raccordements
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Stockage final

Séparateur de phase
Cuve existante
Cuve pour digestat brut
Cuve pour digestat liquide (si séparation de phase)
Mixer
Couverture
Plate-forme, aire de stockage pour digestat solide, compost de digestat (si séparation de phase)
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Equipements gestion du digestat

Matériel d'épandage (tonne, pendillard, tracteur, épandeur,)
Branchement sur réseau d'irrigation existant (fertirrigation)
Unité de traitement (filtration membranaire, évaporation, stripping, struvite, aérobie, ...)
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Investissement (suite)

Équipements gaz

Conduites gaz
Torchère
Chaudière
Compresseur
Refroidisseur gaz (machine frigo)
Cuve pour condensat, équipements compris
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Epuration gaz - injection réseau

Compression
Traitement des composés minoritaires (H ₂ S, siloxanes, COV, impuretés)
Epuration CO ₂
Raccordements, skid
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Injection méthane ou Station de remplissage GNV

Compression
Stockage
Comptage
Injection biométhane
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui/non		
oui/non		
oui/non		
oui/non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui/non		
oui/non		
oui/non		
oui/non		
oui / non		

Cogénération

Moteur pur gaz
Moteur dual fuel
Armoire, Distributeurs, Raccordements
Echangeurs de chaleur, aérotherme, raccordements
Ligne de régulation de gaz, équipements de sécurité
Combustibles pour démarrage digesteur (chaleur pour montée en température des digesteurs)
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Conteneur/ Bâtiment

Pour la réception des ressources
Pour les pompes et échangeurs de chaleur
Pour les équipements de cogénération
Pour les équipements de contrôle, mesure et suivi de process
Autre (préciser)

	Montant étude	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

	Montant Réel	Remarques
Total :		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		
oui / non		

Investissement (suite)

	Montant étude	Remarques		Montant Réel	Remarques
Equipements valorisation de chaleur	Total :		Total :		
Réseau de chaleur, canalisations	oui / non		oui / non		
Echangeur secondaire	oui / non		oui / non		
Unité de valorisation (séchoir bande ou tambour, dalle perforée, ...)	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		
Installation pour gaz, électricité et chauffage	Total :		Total :		
Raccordements électriques BT	oui / non		oui / non		
Technique de conduite de process, automatisation	oui / non		oui / non		
Equipements de mesure	oui / non		oui / non		
Transformateur	oui / non		oui / non		
Raccordement transformateur	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		
Ingénierie	Total :		Total :		
Prédiagnostic	oui / non		oui / non		
Audit énergie	oui / non		oui / non		
Etude faisabilité	oui / non		oui / non		
Dossier de demande de permis (ICPE, permis de construire, ...)	oui / non		oui / non		
Etude raccordement électricité	oui / non		oui / non		
Ingénierie de détail	oui / non		oui / non		
Coordination sécurité de chantier	oui / non		oui / non		
Dossier plan d'épandage	oui / non		oui / non		
Expertises, taxes, autres petites dépenses	oui / non		oui / non		
AMO, MES, suivi chantier, montage et installation	oui / non		oui / non		
Impévus	oui / non		oui / non		
Autre (préciser)	oui / non		oui / non		

Analyse financière

Année de fonctionnement 100%

Produit brut d'exploitation	Quantité	Unité (u)	Valeur unitaire (€/u)	Total (€/an)
Chiffre d'affaires				
CA ressources (redevance de traitement et/ou transport)				
CA vente électricité				
CA consommateur chaleur 1				
CA consommateur chaleur 2				
CA consommateur chaleur 3				
CA consommateur chaleur 4				
CA consommateur chaleur 5				
CA biométhane (injection)				
CA bioGNV (remplissage GNV)				
CA digestat (vente, transport, épandage)				
CA Economie engrais				
TOTAL Produits bruts				
Charges de fonctionnement	Quantité	Unité (u)	Valeur unitaire (€/u)	Total (€/an)
Prestations				
Transport intrants / Retour digestat				
Epandage				
Ensilage				
Collecte et préparation résidus de cultures				
Autres				
Consommables				
Pour traitement du digestat (H2SO4, etc)				
Fuel (cogé, carburant)				
Achat électricité				
dont méthanisation				
traitement du digestat				
épuration biogaz				
Achat matières premières				
Maintenance moteur (prestation extérieure)				
Maintenance épuration biogaz				
Entretiens autres équipements				
Entretiens spécifiques réseau de chaleur				
Pour injection du biométhane				
Location de la canalisation de raccordement				
Contrôles qualité, odorisation, injection, comptage				
Prestations injection				