



# PROBIOGAS

## PROMotion du BIOGAZ pour la production d'Electricité et de Chaleur au sein des pays de l'Union européenne

Rapport national  
BELGIQUE  
Evaluation du projet hypothétique  
d'une unité de co-digestion centralisée  
en Wallonie

Avril 2007



## Remerciements

Cette étude n'aurait pu être possible sans la participation et la collaboration de nombreux acteurs.

Nous tenons à remercier le bureau IRCO et la société PSPc pour leur expertise technique et les informations fournies sur les projets étudiés.

Nous remercions également les agriculteurs des deux entités sélectionnées qui ont aimablement fournis toutes les données nécessaires à la caractérisation de la biomasse d'origine agricole, et en particulier, Messieurs Wuidart et Ponthier, représentants de ces deux groupes d'agriculteurs, pour leur disponibilité et l'assistance qu'ils ont pu fournir tout au long du projet.

Merci aux industries agro-alimentaires de la zone étudiée pour nous avoir fourni les données pour l'évaluation du potentiel de co-produits.

Nous tenons à remercier la Direction Générale de l'Agriculture du Ministère de la Région wallonne pour son soutien dans les activités de dissémination.

Enfin, nous remercions tous les partenaires du projet qui ont collaboré à la réalisation de cette étude, et par là même, facilité la communication au sujet du développement de la biométhanisation.

## Auteurs

Fabienne Rabier, Gaëlle Warnant \*

Centre Wallon de Recherches agronomiques

\* Valbiom asbl

Kurt Hjort-Gregersen

Danish Research Institute of Food Economics

Henrik B Møller

Danish Institute of Agricultural Sciences

Sven G. Sommer

Danish Institute of Agricultural Sciences

Torkild Birkmose

Danish Agricultural Advisory Service

<b>Introduction</b>	<b>5</b>
<b>1- Qu'est ce que la co-digestion centralisée ?</b>	<b>5</b>
<b>1.1. Pourquoi la co-digestion centralisée ?</b>	<b>6</b>
1.1.1. Du point de vue du agricole	6
1.1.2. Du point de vue énergétique	7
<b>1.2. Pourquoi un tel développement au Danemark ? Les pré conditions danoises</b>	<b>7</b>
1.2.1. La volonté politique	7
1.2.2. Les ressources en biomasse	7
1.2.3. Les incitants législatifs	7
1.2.4. Les incitants économiques	7
1.2.5. Autres aspects	7
<b>1.3. Situation économique des installations suivies</b>	<b>8</b>
<b>2- Le cas d'étude choisi</b>	<b>8</b>
<b>2.1. Remarques préliminaires</b>	<b>8</b>
<b>2.2. Brève description de la zone et quantités de matières organiques disponibles</b>	<b>8</b>
2.2.1. Exploitations agricoles	8
2.2.2. Industries agro-alimentaires	9
2.2.3. Tableau récapitulatif des quantités annuelles et localisation	10
<b>3- Quantité de méthane estimée produite par l'unité</b>	<b>12</b>
<b>4- Effet sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)</b>	<b>13</b>
<b>4.1. Gestion des effluents dans la région de l'étude</b>	<b>13</b>
<b>4.2. Estimation des émissions</b>	<b>14</b>
<b>5- Caractéristiques de l'unité de co-digestion</b>	<b>15</b>
<b>5.1. Distance et localisation</b>	<b>15</b>
<b>5.2. Apport des matières</b>	<b>16</b>
<b>5.3. Quelques données techniques</b>	<b>16</b>
<b>5.4. Installation</b>	<b>16</b>
<b>6- Impacts estimés sur la valeur fertilisante du digestat</b>	<b>17</b>
<b>6.1. Méthode et hypothèses</b>	<b>17</b>
<b>6.2. Résultats</b>	<b>17</b>
<b>7- Bilan économique de l'unité</b>	<b>18</b>
<b>7.1. Hypothèses de base</b>	<b>19</b>
<b>7.2. Conséquences économiques de la gestion des effluents et du digestat</b>	<b>19</b>
<b>7.3. Coûts de transport</b>	<b>19</b>
<b>7.4. Coûts d'investissement</b>	<b>20</b>
<b>7.5. Rentabilité de l'unité de co-digestion centralisée</b>	<b>20</b>
<b>7.6. Bilan économique de l'installation de co-digestion centralisée</b>	<b>21</b>
<b>8- Analyse des impacts socio-économiques et environnementaux</b>	<b>21</b>
<b>8.1. Démarche analytique</b>	<b>22</b>
<b>8.2. Prix de l'énergie</b>	<b>22</b>

<b>8.3. Impact sur les gaz à effet de serre</b>	<b>23</b>
<b>8.4. Production d'énergie de l'unité</b>	<b>25</b>
<b>8.5. Bilan financier</b>	<b>26</b>
<b>8.5. Analyses de sensibilité</b>	<b>28</b>
8.5.1. Electricité	28
8.5.2. Emissions de GES	28
<b>8.6. Conclusions de l'analyse socio-économique</b>	<b>29</b>
<b>Conclusion</b>	<b>32</b>

## Introduction

Le projet Probiogas est un projet de l'EIE/Alterner co-financé par l'union Européenne et par la Région Wallonne (DGA). ValBiom a été sollicité pour être le partenaire Belge du projet.

L'objectif principal de ce projet est de stimuler la production d'électricité et de chaleur à partir de biogaz en Europe. Dans ce contexte général, le but est d'évaluer les aspects économiques, environnementaux et énergétiques de la technologie de co-digestion centralisée par l'application d'un modèle danois à 6 cas concrets sélectionnés dans 6 pays européens où le technologie est peu développée (Belgique, France, Grèce, Irlande, Pays-Bas, et Espagne).

Les méthodes de calcul développées au Danemark permettent de juger de l'impact de la mise en place d'une unité de biométhanisation sur différents aspects qui ne sont pas toujours monétisés (impact sur la fertilisation, réduction des odeurs, réduction des gaz à effet de serre, transport, stockage..). Ces aspects qui ne sont pas inclus dans le bilan financier sont les externalités.

Bien que basés sur des données concrètes récoltées sur le terrain, il est important de rappeler que les calculs sont en partie établis sur des données danoises. Par exemple, certains paramètres ont été adaptés (prix de l'électricité, présence de certificats vert, vente de la chaleur,...) mais d'autres sont restés fixés (coûts des investissements, technologie utilisée...). Il faut donc prendre les résultats avec précaution tout en restant conscients des différentes hypothèses posées.

Après une brève description du cas d'étude choisi et un rappel des quantités récoltables sur la zone, les calculs concernent dans un premier temps les quantités de méthane attendues et l'impact de l'installation sur les émissions de gaz à effet de serre.

L'estimation quantitative et qualitative des matières organiques disponibles permet également de dimensionner l'installation. La taille et le type d'installation sont présentés au chapitre 5.

Par la suite, les conséquences financières de l'utilisation du digestat sont également évaluées.

Enfin, un calcul de rentabilité est présenté ainsi que l'étude socio-économique qui rassemble les externalités.

Les résultats présentés dans ce rapport sont une synthèse du rapport complet disponible en anglais. Les autres rapports relatifs aux cas des 5 autres pays sont également disponibles, en anglais, auprès de Valbiom sur simple demande.

## 1- Qu'est ce que la co-digestion centralisée ?

La **co-digestion centralisée** consiste à traiter dans une même installation, des effluents d'élevage, et des produits provenant notamment des industries agro-alimentaires. Les matières à traiter sont collectées dans un rayon de 10-15 km pour les déjections d'élevage, et jusqu'à 50 km, voire plus, pour les matières organiques provenant des entreprises agro-alimentaires.

Au Danemark, des efforts importants ont été réalisés afin d'aider au développement de telles installations.

Plusieurs programmes de développement (de suivi et de démonstration) supportés par le gouvernement ont d'ailleurs été mis en œuvre entre 1981 et 2001.



Entre 1998 et 2000, 20 unités ont été suivies et évaluées d'un point de vue technique et économique. Le tableau 1.1 reprend quelques caractéristiques de 18 de ces 20 installations de co-digestion centralisée au Danemark.

**Tableau 1.1 : Installations de co-digestion au Danemark.**

INSTALLATION	TONNES EFFLUENTS ELEVAGE TRAITEES/JOUR	TONNES EFFLUENTS AA TRAITEES/JOUR	M <sup>3</sup> DE BIOGAZ/AN	CAPACITE DU DIGESTEUR (M <sup>3</sup> )	INVESTISSEMENT (€)	ANNEE
Unité 1	41	12	1 000 000	1500	1 600 000	1984
Unité 2	42	17	2 100 000	920	1 800 000	1986
Unité 3	25	3	300 000	750	778 000	1988
Unité 4	117	18	2 400 000	2250	3 500 000	1988
Unité 5	124	19	2 200 000	3750	3 395 000	1989
Unité 6	352	68	4 800 000	5235	6 000 000	1990
Unité 7	410	137	5 700 000	7200	5 800 000	1990
Unité 8	362	75	5 400 000	7600	7 400 000	1992
Unité 9	42	6	700 000	880	2 500 000	1993
Unité 10	100	38	3 000 000	3000	2 900 000	1994
Unité 11	230	31	2 900 000	4650	3 900 000	1994
Unité 12	346	46	3 800 000	8500	7 275 000	1995
Unité 13	61	18	1 300 000	880	3 100 000	1995
Unité 14	230	36	5 700 000	6000	7 450 000	1996
Unité 15	222	87	3 100 000	5000	5 900 000	1996
Unité 16	66	42	1 600 000	3000	6 400 000	1996
Unité 17	70	17	1 400 000	1320	4 400 000	1997
Unité 18	180	31	2 600 000	5000	5 800 000	1998

Les caractéristiques principales des installations danoises sont de traiter des effluents d'élevage surtout liquides (lisiers) en proportion égale à 75%, et des effluents d'agro-industries (25%) de provenance très diverse (industries du poisson, du sucre, fruit et légumes, laiteries, abattoirs, boues de station, graisses...). Les capacités de traitements sont variables mais les études de rentabilité ont montré l'intérêt des grandes unités > 300 tonnes par jour.

Les temps de rétention restent dans une fourchette de 15 à 25 jours. Une phase d'hygiénisation est toujours prévue dans le procédé. La chaleur est utilisée en totalité (sur l'installation et revendue à des réseaux de chaleur), de même que l'électricité non autoconsommée est vendue au réseau.

## **1.1. Pourquoi la co-digestion centralisée ?**

### **1.1.1. Du point de vue du agricole**

La taille des exploitations agricoles augmente et parallèlement la législation en ce qui concerne les effluents d'élevage et leur application se durcit (période d'épandage, coût de transport, coût de stockage...).

Une installation de co-digestion centralisée aide l'agriculteur à mieux répondre aux nouvelles législations en terme de capacité de stockage notamment.

Le transport est pris en charge par l'unité. De plus, le digestat possède de nombreux avantages par rapport à un lisier classique (appétence, brûlure des feuilles, minéralisation durant le processus, odeurs réduites, hygiénisation partielle).

### **1.1.2. Du point de vue énergétique**

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable et, à ce titre, présente l'ensemble des intérêts liés à ce type d'énergie (environnement, développement durable et société).

## **1.2. Pourquoi un tel développement au Danemark ? Les pré conditions danoises**

### **1.2.1. La volonté politique**

Le projet du gouvernement est ambitieux avec un but à atteindre en 2005 de 20% de réduction des émissions de GES par rapport à la situation en 1988.

De plus, l'accent a été mis sur la production de biogaz : celle-ci devait être quadruplée entre 1995 et 2005. Enfin, l'agence environnementale au Danemark s'était fixée comme but de recycler les déchets organiques à concurrence de 50% en 2005.

Pour aider au développement de la technologie, divers programmes ont été financés par les pouvoirs publics :

- aides pour des projets de Recherche et Développement,
- aides pour des projets pilotes et de démonstration,
- programme de suivi : les données sur les installations sont collectées et le système est analysé de manière globale (technique, économique, environnemental).

### **1.2.2. Les ressources en biomasse**

Au Danemark, environ 35 à 40 millions de tonnes d'effluents d'élevage sont produits chaque année. Les industries de transformation des produits agricoles sont également très présentes.

### **1.2.3. Les incitants législatifs**

- Capacité de stockage minimum requise entre 6 et 9 mois.
- Restriction des épandages de matières organiques.
- Interdiction des matières organiques dans les décharges.
- Taxes sur l'incinération des déchets mais pas si ils sont recyclés.
- Les fournisseurs d'énergie doivent acheter de l'électricité produite à partir de biogaz.

### **1.2.4. Les incitants économiques**

- Aide à l'investissement entre 20 et 40% du montant total.
- Biogaz et chaleur produite à partir de biogaz sont exemptés de taxes.
- Aide de l'état de 0,036 €/kWh.
- Intérêt faible pour les prêts et à long terme (20 ans).

### **1.2.5. Autres aspects**

La co-digestion centralisée est soutenue par les autorités environnementales et les services vétérinaires. La vente de chaleur est facilitée par le grand nombre de réseaux de chaleur déjà en place. Les besoins en chauffage sont importants et constants pendant 6 à 8 mois de l'année.

### **1.3. Situation économique des installations suivies**

Comme les installations sont très différentes en taille, situation et technologie, les coûts d'investissement (tels que présentés dans le tableau 1.1) ne sont pas directement comparables. A travers les années, les résultats économiques se sont améliorés, et en 2000, sur 17 unités, 10 étaient rentables, 3 étaient dans une situation moyenne et enfin 4 ne présentaient pas de résultats satisfaisants (problèmes techniques récurrents).

*Partant de la constatation, qu'au Danemark, la co-digestion centralisée est une technologie économique viable présentant de nombreux avantages, et qui, d'un point de vue technologique, est déjà éprouvée depuis 20 ans, il est apparu intéressant de voir si ce type d'installation pourrait développer les mêmes avantages dans des pays où la technologie est encore peu ou pas développée.*

## **2- Le cas d'étude choisi**

### **2.1. Remarques préliminaires**

Dans le cadre du projet PROBIOGAS, Valbiom a été chargé de **choisir un cas concret** pour lequel serait menée l'étude. Ce choix a été réalisé en partenariat avec IRCO (facilitateur biométhanisation) et Pspc. Il s'est porté sur **deux cas d'études en cours de la Province de Liège** : Projets « **Sprimont** » et « **Bilstain** ». Ce choix a résulté de la réflexion suivante :

- volonté de choisir un **cas représentatif de l'agriculture** telle que rencontrée en **Wallonie** : moins intensive qu'en Flandres et surtout comportant une part d'effluents solides (fumier). De plus, ceci a été renforcé par le fait qu'un des partenaires du projet sont les Pays-Bas avec un cas traité très similaire à une situation telle qu'on pourrait la rencontrer en Région flamande ;

- **motivation des agriculteurs** importante sur ces deux projets ;  
- présence d'une **grande concentration d'élevage** ;  
- présence de PME dans le secteur de l'agro industrie (produits laitiers, siroperie, transformation de fruits, boulangerie...).

Enfin, les **deux projets ont été traités en tant qu'un seul projet** car le modèle développé au Danemark ne permet que d'effectuer des calculs pour des installations ayant une **capacité de traitement minimum** de 200 tonnes/jour (300 tonnes souhaitées). *Pour le cas belge il a donc fallu intégrer les données des exploitations de Bilstain et de Sprimont afin d'atteindre cette capacité minimum.*

### **2.2. Brève description de la zone et quantités de matières organiques disponibles**

#### **2.2.1. Exploitations agricoles**

L'élevage est très présent dans la zone avec une prédominance de l'élevage laitier. Il existe également des élevages de porcs et de poulets de chair de plus grande taille.

Au total, 40 agriculteurs ont accepté de participer à l'étude (20 dans la commune de Sprimont et 20 dans la commune de Limbourg). La taille moyenne des fermes est de 55,2 ha ce qui est supérieur à la moyenne wallonne (44,1 ha).

La superficie totale représentée par les fermes est de 2208 ha principalement emblavés en herbe et maïs. La répartition au sein de notre échantillon est la suivante :

- 88,6% : herbe ;
- 8,5% : maïs ;
- 2,9% : froment.

Après enquête, les quantités totales d'effluents d'élevage pouvant être collectées annuellement pour alimenter l'unité de co-digestion sont reprises dans les tableaux ci-après.

**Tableau 2.1: Effluents d'élevage liquides collectés dans les fermes.**

ANIMAUX	QUANTITES [M <sup>3</sup> /AN]	% MATIÈRES SÈCHES
Vaches laitières	43 236	7.1
Porcs à l'engrais	8 056	10.2

**Tableau 2.2: Effluents d'élevage solides collectés dans les fermes.**

ANIMAUX	QUANTITÉS [TONNES/AN]	% MATIÈRES SÈCHES
Bovins	4 651	27.8
Chevaux	180	27.8
Poulets de chair	2 268	55

La possibilité d'implanter des cultures énergétiques sur les terres des agriculteurs (contre rémunération) a également été étudiée.

**Tableau 2.3: Cultures énergétiques sur la zone.**

CULTURE ÉNERGÉTIQUE	QUANTITES [TONNES /AN]	% MATIERES SECHES
Maïs	1 922	30
Herbe	885	30

## 2.2.2. Industries agro-alimentaires

Les productions principales sur cette zone sont les produits de transformation du lait (produits laitiers, crème, beurre, fromage..), des PME actives dans la transformation de fruits (sirop, confiture, cidre), et enfin dans la transformation de céréales et d'amidon.

Au total sur la zone, 41 industries ont été recensées et contactées. Finalement, seulement 7 d'entre elles accepteraient de participer à un tel projet et produisent des co-produits qui représentent un intérêt pour la biométhanisation. Ce faible taux s'explique en partie par un faible intérêt des industries de la zone justifié par:

- un coût de traitement actuel pour leurs co-produits très faibles ;
- une grande partie des co-produits déjà valorisée en alimentation animale ;
- une préférence pour des projets individuels.

Les quantités des différents produits sont rappelées au tableau 2.4.

**Tableau 2.4: Co-produits identifiés lors de l'étude et quantités annuelles prises en compte pour l'étude.**

<b>TYPE DE PRODUIT</b>	<b>QUANTITE EN TONNES OU M<sup>3</sup> PAR AN</b>	<b>MATIÈRES SÈCHES (%)</b>
Eaux usées provenant de l'industrie laitière	800 tonnes	6
Eaux usées provenant de l'industrie fromagère	5 430 m <sup>3</sup>	7
Lactosérum de l'industrie fromagère	8 000 m <sup>3</sup>	5
Pulpes de fruit	1 220 tonnes	30
Pulpes de pomme (cidre)	200 tonnes	7
Noyaux de fruits	150 tonnes	85
Produits dérivés de l'amidon	800 tonnes	7

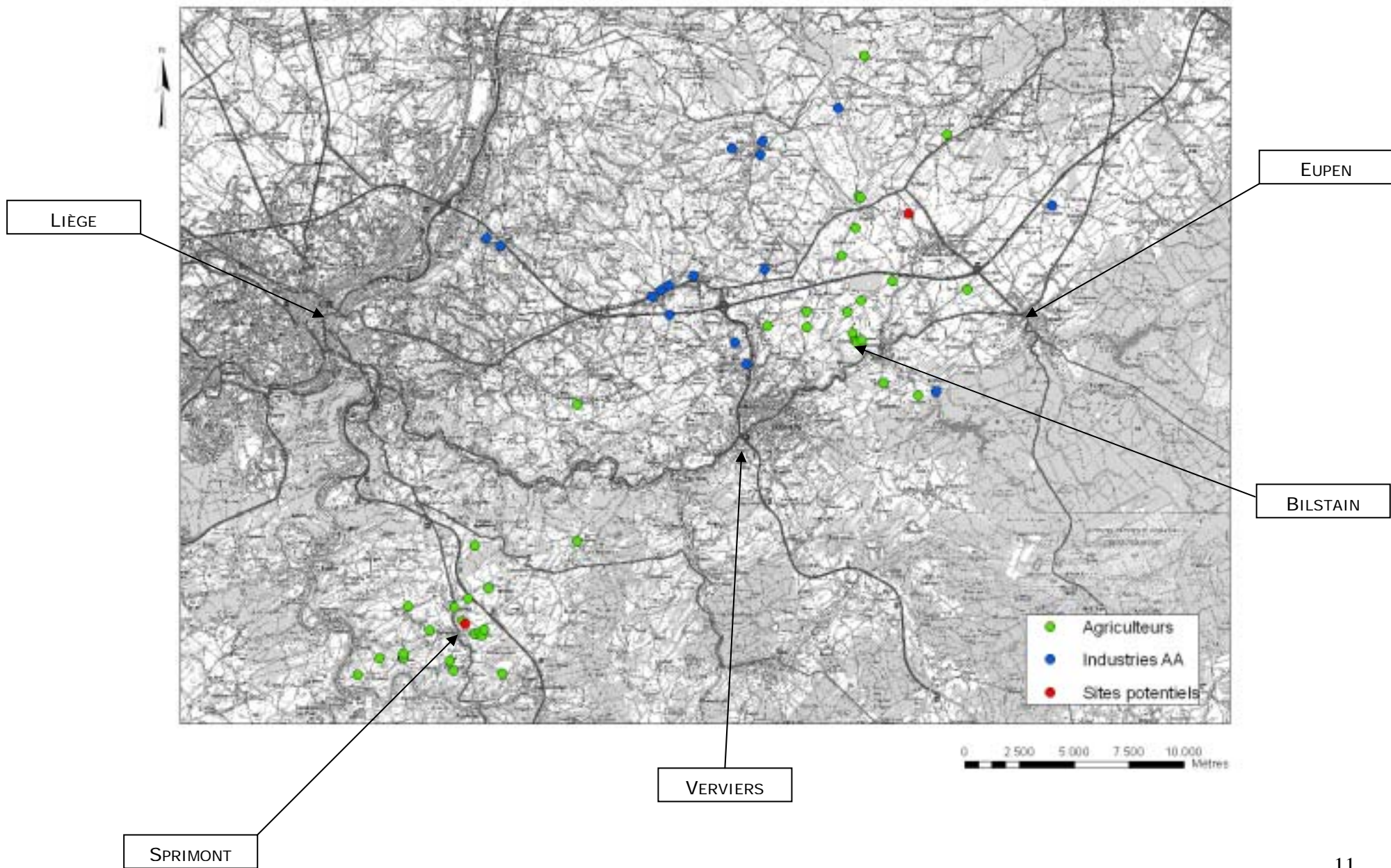
### **2.2.3. Tableau récapitulatif des quantités annuelles et localisation**

Le tableau 2.5 reprend les données de base utilisées pour l'étude. Les cultures énergétiques n'ont pas été incluses dans les calculs à cause d'un manque de données concernant leur impact environnemental.

**Tableau 2.5: Tableau récapitulatif de l'ensemble des matières en tonnes/an prise en compte pour l'étude.**

<b>TYPE DE PRODUIT</b>	<b>TONNES/AN</b>
Effluents de bovins	47887
Effluents de porcs	8056
Effluent de chevaux	180
Effluents de poulets de chair	2268
Effluents venant des industries agro-alimentaires	16600
<b>Total</b>	<b>74991</b>

La carte à la page suivante présente la localisation des différentes fermes (en vert), agro industries (en bleu) et enfin les deux sites potentiels pour l'installation de co-digestion centralisée (en rouge).



### 3- Quantité de méthane estimée produite par l'unité

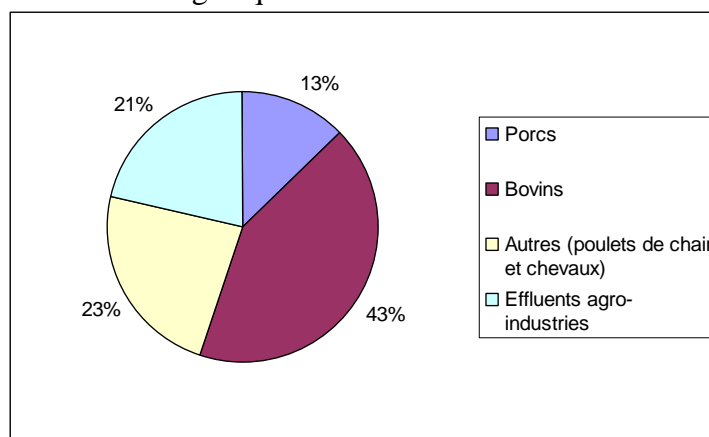
Selon les calculs effectués à partir du tableau récapitulatif 2-5, la production totale de méthane estimée est de **1530265 m<sup>3</sup> /an.**

Les chiffres clefs sont repris dans le tableau suivant.

**Tableau 3.1 : Chiffres clefs pour la production de méthane dans le cas étudié.**

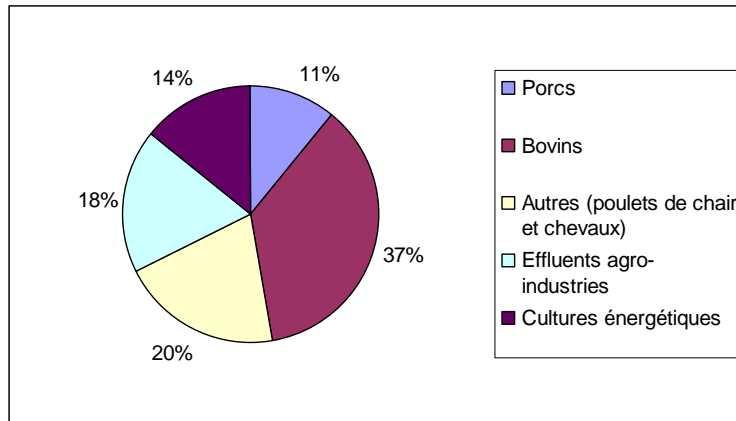
CARACTÉRISTIQUES	UNITÉS	VALEUR
Quantité annuelle totale de méthane produite à partir des effluents d'élevage	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an	1201441
Quantité annuelle totale de méthane produite à partir des effluents d'agro-industries	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /an	328824
Rendement en CH <sub>4</sub> par tonne de matière brute	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tonne de matière organique	20
Teneur en azote (N) du digestat	g/l	3,3
Teneur en phosphore (P) du digestat	g/l	2,4
Teneur en potasse (K) du digestat	g/l	4,6
Teneur en NH <sub>3</sub> du digestat	g/l	2,3
Teneur en matière sèche du digestat	%	10,5

Le graphique suivant présente comment se répartit la production de méthane en fonction des différentes sources de matières organiques.



**Figure 3.1 : Production annuelle de méthane estimée à partir des différentes sources de biomasse potentielles (sans cultures énergétiques).**

Il est intéressant de remarquer que la production de méthane peut être augmentée si les **cultures énergétiques** que les agriculteurs sont prêts à produire sont prises en compte, la production de méthane estimée passe alors de 1530265 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> à **1782265 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub>.**



**Figure 3.2 : Production annuelle de méthane estimée à partir des différentes sources de biomasse potentielles avec les cultures énergétiques.**

Il y a un intérêt à augmenter le rendement en biogaz qui reste assez faible pour ce type d'unité de co-digestion centralisée. Ceci pourrait se faire en alimentant le digesteur avec des résidus riches en matières grasses ou en augmentant la proportion de cultures énergétiques.

#### **4- Effet sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)**

Parmi les aspects environnementaux importants qui sont liés à la gestion des effluents d'élevage on peut citer les émissions de GES, les émissions d'ammoniac, les problèmes d'odeurs et enfin le lessivage des nitrates.

L'influence de la biométhanisation sur les émissions de méthane peut être importante (Sommer et al. 2004). Il existe des modèles qui permettent d'estimer les émissions de méthane en fonction des lieux de stockage, du type d'effluent stocké, et de la température.

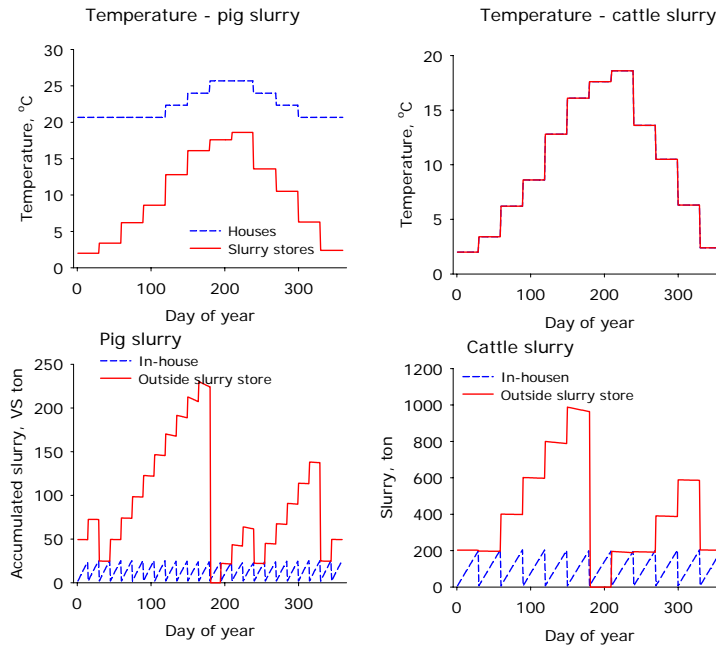
Dans ce chapitre, les émissions de méthane et de protoxyde d'azote ( $N_2O$ ) pour les deux situations envisagées ont été calculées :

- le cas actuel, c'est-à-dire sans installation de co-digestion (émissions au stockage et à l'épandage pour les fermes et émissions provenant des effluents d'agro-industries),
- cas avec l'installation de co-digestion (émissions au stockage et à l'épandage du digestat)

Ceci permet donc de juger de l'influence de l'unité sur les émissions de GES (différence entre les deux situations).

##### **4.1. Gestion des effluents dans la région de l'étude**

Les données récoltées au travers des questionnaires permettent d'établir les schémas suivants.



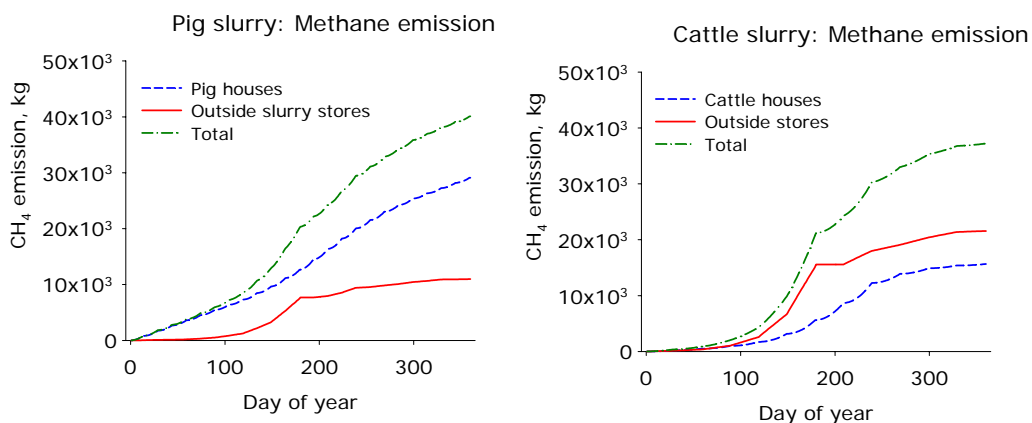
**Figure 4.1. Températures et gestion du stockage des lisiers (slurry) pour les porcs (pig) et les vaches laitières (cattle). En bleu pointillés : lisier stocké sous caillebotis dans le bâtiment d'élevage, en rouge : stockage en extérieur.**

Le modèle utilisé s'est basé sur ces données afin de réaliser les calculs des émissions lors du stockage dans les cas avec et sans installation de biométhanisation.

Etant donné que nous ne disposons pas des données de température dans les étables, nous avons fait l'hypothèse que la température était la même que celle à l'extérieur. Deux producteurs de porcs avaient fourni les données de température, celles-ci ont été utilisées pour l'ensemble des lisiers de porcs stockés sous caillebotis. Le délai d'évacuation du lisier de porcs (stocké sous caillebotis) utilisé dans les calculs est de 14 jours contre 30 jours pour le lisier de vaches laitières (sous caillebotis), ces chiffres n'ont pas été adaptés pour la région de l'étude et correspondent aux données utilisées au Danemark.

## 4.2. Estimation des émissions

D'après ces informations, les émissions de GES et leurs réductions ont été estimées, elles sont présentées au graphique et au tableau suivant.



**Figure 4.2 : Emissions de méthane par les lisiers.**

Les émissions provenant du lisier de porc stocké à l'intérieur des bâtiments sont plus importantes que celles du lisier stocké à l'extérieur. Ceci résulte des températures moyennes mensuelles qui sont plus élevées à l'intérieur des porcheries par rapport à celles relevées à l'extérieur. De plus, les lisiers stockés à l'extérieur dans des cuves hors sol peuvent être dilués par la pluie. Or pour un même produit, les émissions de méthane seront plus importantes si la température est plus élevée et si le lisier est plus épais.

Dans le cas du lisier de bovin, c'est l'inverse. Les émissions du lisier stocké à l'extérieur sont plus élevées, tout simplement parce que les quantités de lisier stockées à l'extérieur sont plus importantes.

Globalement, les émissions totales provenant des lisiers de bovins sont inférieures à celles provenant des lisiers de porcs.

**Tableau 4.1: Les réductions annuelles estimées de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O (tonnes) et en équivalent CO<sub>2</sub> à partir des différentes sources de matières organiques.**

	REDUCTION DES EMISSIONS EN TONNES DE CH <sub>4</sub> OU TONNES DE N <sub>2</sub> O	REDUCTION DES EMISSIONS EN TONNES EQUIVALENT CO <sub>2</sub>
Vaches laitières lisier CH <sub>4</sub>	8,98	188,58
Vaches laitières fumier CH <sub>4</sub>	-1,98	-41,58
Chevaux fumier CH <sub>4</sub>	0,08	1,68
Autres bovins fumier CH <sub>4</sub>	-0,08	-1,68
Porcs à l'engrais lisier CH <sub>4</sub>	3,43	72,03
Effluent agro industries CH <sub>4</sub>	5,8	122
Fermes et agro industries N <sub>2</sub> O	1,63	507
<b>Total</b>		<b>848,03</b>

\* Remarque : le fumier provenant des élevages de poulet de chair n'a pas été pris en compte dans ce calcul car le modèle utilisé n'intègre pas ce genre d'effluent.

La réduction des émissions vient de deux sources : lisier (bovin et porc) et les effluents d'agro industries.

Par contre en ce qui concerne les fumiers, une légère augmentation des émissions de CH<sub>4</sub> se marque. Si au départ, l'effluent solide émet moins de gaz que le lisier, après fermentation, le fumier digéré devient plus fluide et le dégagement de méthane résiduel sera d'autant favorisé. La présence de fumier a donc un effet négatif sur la diminution globale des GES.

Les résultats montrent également une réduction importante d'émissions N<sub>2</sub>O due à la minéralisation de l'azote durant le processus de biométhanisation (modèle basé sur données danoises).

## 5- Caractéristiques de l'unité de co-digestion

### 5.1. Distance et localisation

Le site choisi par les experts danois comme lieu d'implantation de l'unité de co-digestion centralisée est le site de l'étude de Sprimont. Le choix s'est basé sur les distances kilométriques moyennes entre les industries agro-alimentaires et le futur site de l'installation (plus courtes dans le cas de Sprimont). Le site est situé au Fond Leval en position centrale par rapport aux bâtiments communaux, au musée, au hall omnisport et aux serres du Fond Leval.

Le tableau 5.1 reprend les distances moyennes (par route) entre les fermes et les industries agro-alimentaires par rapport au lieu d'implantation.

**Tableau 5.1. Distances de transport (moyenne pour toutes les fermes et industries).**

	DISTANCE MOYENNE EN KM	
	DES FERMES À L'INSTALLATION	DES INDUSTRIES À L'INSTALLATION
Site de l'implantation (Fond Leval)	15,6	25

## 5.2. Apport des matières

Les effluents d'élevage sont transportés en tonneaux d'une capacité de 30 m<sup>3</sup> tandis que le fumier est transporté dans des bennes d'une capacité de 20 tonnes, **le transport est pris en charge par l'installation**. Les effluents des agro-industries sont amenés directement à l'unité par les industries. Le transport du digestat vers les capacités de stockage est également assuré par l'unité.

## 5.3. Quelques données techniques

Basée sur les quantités de matières pouvant être obtenues par an et la saisonnalité des celles-ci, la **capacité de traitement** journalière retenue est de **200 tonnes de matières fraîches par jour** (75000 tonnes par an). A partir de ces matières, environ **1,5 millions de m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> seront produits annuellement**. Le gaz est converti en électricité et en chaleur, les proportions estimées sont les suivantes :

- électricité 37% (autoconsommation et vente au réseau) : 5 500 000 KWe<sub>l</sub> ;
- chaleur 52% (autoconsommation, vente et non utilisation) : 7 900 000 KW<sub>th</sub>. Au moment où l'étude a été réalisée il était estimé que seulement 2 900 000 KW<sub>th</sub> pourraient être vendus à des extérieurs ;
- pertes 10%.

Le moteur installé a une **puissance de 800 kWe** et le **volume du digesteur est de 3100 m<sup>3</sup>**. L'installation travaillera en **régime thermophile (52-55°C)** avec un **temps de rétention de 15 jours**.

## 5.4. Installation

Les matières organiques sont pompées depuis le pré stockage, et mélangées dans une cuve prévue à cet effet. La biomasse est ensuite transférée à travers des échangeurs de chaleur vers la cuve d'hygiénisation (1 heure à 70°C). Après cette étape, la matière est de nouveau pompée à travers des échangeurs de chaleur pour être introduite dans le digesteur où se déroule la phase de biométhanisation proprement dite. 15 jours plus tard, le digestat est transféré dans la cuve de stockage. C'est à partir de cette cuve que le digestat est pompé vers les camions pour être transporté vers les lieux d'utilisation.

Le biogaz est nettoyé par procédé biologique et envoyé vers le moteur pour sa conversion en chaleur et électricité. Une partie de l'eau chaude est envoyée vers les échangeurs de chaleur et les cuves afin de chauffer le digesteur et le tank d'hygiénisation.

L'ensemble des émissions est contrôlé par l'aspiration de l'air à travers un filtre biologique.

## 6- Impacts estimés sur la valeur fertilisante du digestat

La transformation des effluents d'élevage lors de la biométhanisation a un effet marqué sur la valeur fertilisante du produit car la composition et l'effet fertilisant du digestat sont modifiés par rapport à l'effluent brut :

- dans le digesteur différents types d'effluents sont mélangés (lisier, fumier,...) ;
- une proportion +/- importante de co-produits des agro industries est ajoutée ;
- la matière organique (et donc l'azote organique) est en partie minéralisée lors du processus avec pour résultat une augmentation de l'ammoniac disponible pour la plante.

Les calculs réalisés ont pour but d'estimer ces effets sur les plans de fertilisation des fermes de la zone.

### 6.1. Méthode et hypothèses

Pour toutes les fermes qui fournissent des effluents à l'installation de co-digestion centralisée, la demande totale en N, P, K est calculée en fonction des recommandations en nutriments par culture. Ainsi le besoin en achat de fertilisants minéraux est calculé en soustrayant la part des besoins couverte par les effluents d'élevage du besoin total. La quantité de matières organiques qui peut être apportée sur les terres a été limitée par les besoins en phosphore des plantes, ceci garantit de rester en deçà des normes de la directive de gestion durable de l'azote.

On considère que le digestat en surplus, ou le lisier en surplus dans le cas sans biométhanisation, doit être exporté en dehors de la zone. Pour ce faire il faut trouver 812 ha supplémentaires.

### 6.2. Résultats

Les économies calculées se répercutent sur différents éléments du système :

- **Fermes des éleveurs** qui fournissent des effluents à l'installation : **une meilleure efficacité du digestat** par rapport aux effluents brut permet une **économie d'azote minéral**, estimée ici à 30028 kg d'N/an. Par contre, on note un effet négatif sur les achats de P et K (le digestat contient en moyenne moins de phosphore et de potasse que les effluents bruts). **Au total cela revient à une économie annuelle de 16890 €/an, soit 8 €/ha.**
- **Terres supplémentaires** des fermes en dehors du projet (considérées comme appartenant à des producteurs non éleveurs) pour lesquelles l'économie estimée vient non seulement d'une **meilleure utilisation de l'azote** par les plantes mais **également d'un apport de N, P, K** qui aurait du être acheté à l'extérieur. **L'économie est alors bien plus importante puisqu'elle est estimée à 65 569 €/ha, soit 81 €/ha.**

**Au total 82 000 € peuvent être économisés pour l'ensemble de la zone (3020 ha) ce qui fait en moyenne une économie de 27 €/ha.**

**Tableau 6.1 : Utilisation des effluents et des engrais minéraux pour les deux situations comparées (avec et sans unité de co-digestion centralisée).**

Fermes fournissant des effluents à l'installation (éleveurs)	SITUATION ACTUELLE, SANS INSTALLATION		SITUATION AVEC INSTALLATION	
	QUANTITES ANNUELLES	SUPERFICIE	QUANTITES ANNUELLES	SUPERFICIE
Superficie totale de cultures en ha		2.208		2,208
Effluents d'élevage collectés en tonnes/an	58.391		58.391	
Effluents d'élevage épandus en tonnes/an	52.791		52.791	
Résidus d'agro industries épandus dans la zone en tonnes/an	0		0	
Effluents d'élevage ne pouvant pas être épandus sur la zone, en tonnes/an	5.600		22.200	
Fertilisants minéraux en tonnes/an	2.253		2.133	
Fertilisants minéraux, coûts €/an	369.725		352.835	
Fertilisants minéraux, kg N/an	563.297		533.269	
Fertilisants minéraux, kg P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> /an	2.583		4.848	
Fertilisants minéraux, kg K <sub>2</sub> O/an	11.820		16.984	
<b>Superficie pour recevoir le surplus de digestat ou d'effluents d'élevage</b>				
Superficie nécessaire en ha		812		812
Résidus non traités, tonnes/an	0		0	
Effluents d'élevage non traités ou digestat, tonnes/an	5.600		22.200	
Economie de fertilisants minéraux, tonnes/an			171	
Economie de fertilisants minéraux, €/an			65.569	
Economie de fertilisants minéraux, kg N/an			42.657	
Economie de fertilisants minéraux, kg P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> /an			37.293	
Economie de fertilisants minéraux, kg K <sub>2</sub> O/an			70.485	

**Economie totale en fertilisants minéraux**

Somme totale économisée en €/an	<b>82.459</b>
Economie par hectare, €/ha	<b>27</b>

## 7- Bilan économique de l'unité

### Remarques préliminaires sur l'analyse économique

Ces calculs sont développés selon une approche globale, c'est à dire qu'elle intègre tous les éléments du système "Unité de biométhanisation" depuis le stockage des effluents à la ferme jusqu'à l'épandage du digestat sur les terres de culture. Le système comprend donc les exploitations fournissant la biomasse à l'unité ainsi que celles qui reçoivent le surplus de digestat généré par le procédé. Il s'agit ici de comparer les coûts et les recettes de l'entièreté du système créé par l'installation d'une unité de co-digestion avec une situation où il n'y a pas d'unité (situation de référence). Ce sont donc les résultats au niveau global de l'installation et non ceux générés au niveau de l'exploitation individuelle qui sont présentés dans ce chapitre. Les calculs ont été basés sur des informations et des données spécifiques au contexte wallon, pour peu que celles-ci aient été disponibles. Lorsque des données économiques danoises ont été utilisées, des ajustements nécessaires ont été réalisés sur base de comparaison des prix d'Eurostat.

## 7.1. Hypothèses de base

Tableau 7.1 : Hypothèses pour l'étude économique.

PARAMÈTRES (UNITÉ)	
Autonomie capacité de stockage d'effluent solide (Mois)	6
Autonomie capacité de stockage d'effluent liquide (Mois)	6
Prix de l'électricité vendue sur réseau (€/ kWh)	0,025
Valeur d'un Certificat Vert (€/ kWh) sur base de 1,24 CV par MWh électrique et valeur de 65€/CV)	0,08
Prix de l'électricité consommée pour le processus (€/ kWh électrique)	0,13
Prix de vente de la chaleur (€/ MWh thermique)	30
Coût du traitement des sous-produits d'industries (€/ tonne)	4,8
Capacité camions (tonnes)	30
Vitesse moyenne - transports sur routes régionales (km/h)	40
Vitesse moyenne - transports longues distances (km/h)	60
Distance moyenne - stockage effluents / champs épandage (km)	0,75
Distance moyenne - ferme / unité biogaz (km)	15,6
Distance moyenne transports longues distances (km)	50

## 7.2. Conséquences économiques de la gestion des effluents et du digestat

Le bilan économique relatif à la gestion des effluents et du digestat est présenté dans le tableau 7.2.

Tableau 7.2 : Bilan économique.

	EPARGNE REALISEE SI UNITE DE CO-DIGESTION (1000€/AN)
Stockage effluents	-7
Epannage effluents	-11
Transport du digestat hors de la zone	22
Achat d'engrais	17
<b>Somme totale épargnée (1000 €/an)</b>	<b>21</b>

Les résultats montrent que dans le cas d'une unité de biométhanisation, les coûts de stockage des effluents augmentent légèrement étant donné la plus grande quantité d'effluents traités. De plus, le passage à l'état liquide d'une fraction des effluents solides fait également augmenter sensiblement le volume d'effluents et donc les coûts de stockage et d'épandage. Cependant, cette augmentation des coûts est contrebalancée par la prise en charge par l'unité de biométhanisation des transports hors de la zone délimitée par les fermes pourvoyeuses d'effluents. De plus, une économie substantielle est réalisée sur l'achat d'engrais pour toutes les exploitations recevant le digestat. Ainsi le système de gestion des effluents mis en place suite à l'installation de l'unité permettrait de réaliser une **économie de 21 000 € par an, soit 525 € par exploitation et par an.**

## 7.3. Coûts de transport

Fumiers et lisiers sont transportés par camion depuis les fermes jusqu'à l'unité. De même pour le retour du digestat vers toutes les fermes qui en utilisent.

Dans cette analyse, il est supposé que les coûts de transport sont assumés par la compagnie gestionnaire de l'unité en louant à un opérateur extérieur des camions d'une capacité de 30 tonnes. Le calcul des coûts des transports est repris dans le tableau 7.3. La distance moyenne entre les exploitations agricoles et l'unité fictive est de 15,6 km et de 50 km pour les transports de matières exogènes.

**Tableau 7.3. Coûts de transport**

<b>COÛTS DE TRANSPORT D'EFFLUENTS</b>	<b>1000 €/AN</b>	<b>€/ TONNE</b>
Transport d'effluents liquides	112	2,1
Transports d'effluents solides	19	2,7
Transport longues distances	78	3,5
<b>Coûts totaux</b>	<b>209</b>	

Les coûts de transports à charge de l'unité revient donc à **209 000 € par an**.

#### **7.4. Coûts d'investissement**

Etant donné que le projet d'étude du cas wallon est plus petit que les unités pour lesquelles a été développé le modèle de calcul, certaines incertitudes apparaissent au niveau des coûts d'investissement. Ceux-ci ont été évalués comme suit :

Unité de production de biogaz	<b>3 900 000 €</b>
Module de cogénération chaleur / électricité	<b>500 000 €</b>

#### **7.5. Rentabilité de l'unité de co-digestion centralisée**

Le tableau 7.4. présente le détail des recettes et dépenses annuelles sur base des prix moyens en vigueur en 2005.

**Tableau 7.4 : Recettes, et dépenses annuelles de l'unité.**

<b>POSTE</b>	<b>COÛT (1000 €/ AN)</b>
Vente d'électricité incluant le revenu des Certificats verts	600
Vente de chaleur	87
Traitement des sous-produits d'industries	78
<b>Total des Recettes</b>	<b>765</b>
Achat électricité pour process	-68
Maintenance	-132
Désablage	-2
Assurance	-16
Autres coûts	-19
Frais de personnel	-94
Entretien des locaux	-6
Frais administratifs	-19
Coûts du capital	-321
<b>Total des Coûts</b>	<b>-677</b>
<b>Bilan Unité</b>	<b>88</b>

Le résultat indique que l'unité de co-digestion de ce cas d'étude serait économiquement viable au vu des conditions prédéfinies et de la quantité de biomasse alimentant l'unité. Ce profit dégagé par l'unité doit toutefois être suffisant pour couvrir les frais de transport et les coûts de stockage du digestat.

## **7.6. Bilan économique de l'installation de co-digestion centralisée**

Afin d'analyser la rentabilité du système dans son ensemble, il convient de comparer le bilan financier lié au fonctionnement de l'unité avec les coûts calculés pour les transports et la gestion des effluents (stockage et épandage).

**Tableau 7.5 : Bilan de l'unité.**

<b>POSTES</b>	<b>1000 €par an</b>
Coûts de transport	-209
Stockage du digestat	-19
Bilan fonctionnement Unité	88
<b>PROFIT</b>	<b>-140</b>
Profit si la production de biogaz est accrue de 10 %	-90
Profit si la production de biogaz est diminuée de 10 %	-190

### **Conclusions**

Le résultat montre que le système dans son ensemble n'est pas rentable même si les 21 000 € /an d'économies réalisées par les exploitations étaient prise en compte. Dans les conditions de prix de chaleur et d'électricité considérées ici, la production de biogaz apparaît comme insuffisante pour couvrir les frais liés au transport et au stockage de la biomasse. Cette situation pourrait évoluer favorablement si un apport supplémentaire de co-produits organiques à haut potentiel méthanogène venait alimenter l'unité. Les droits payés pour le traitement de matières organiques exogènes aux exploitations agricoles pourraient également être revus à la hausse. Enfin, maximiser la vente de chaleur améliorerait considérablement la rentabilité de l'installation.

## **8- Analyse des impacts socio-économiques et environnementaux**

### ***Remarques préliminaires***

L'analyse socio-économique considère l'installation de biométhanisation du point de vue de la société au sens large. En effet, les implications multiples d'un tel projet se répercutent au-delà des secteurs agricole, industriel ou de l'énergie. La présente analyse socio-économique évalue ainsi l'impact de l'installation de co-digestion centralisée en intégrant les externalités. Les externalités, ou effets externes, n'impliquent ni les dépenses, ni les recettes des entreprises ou investisseurs privés. D'un point de vue environnemental, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et la diminution des risques de pollution des nappes phréatiques sont des externalités importantes.

Dans ce chapitre, et pour autant que certains paramètres soient connus, il est ainsi question de quantifier et de monétiser certaines des externalités liées au projet d'unité de biométhanisation étudié.

## 8.1. Démarche analytique

Cette analyse socio-économique est développée sur différents niveaux, où chaque niveau supérieur inclut un plus grand nombre d'effets ou d'externalités. Quatre niveaux ont ainsi été déterminés, nommés Résultats R0, R1, R2 et R3. Le résultat R0 ne comprenant aucune externalité et R3 incluant tous les effets externes repris dans les niveaux inférieurs.

Ces 4 niveaux de résultats impliquent les facteurs suivants:

- ◆ Résultat 0 : Production d'énergie à partir du biogaz. Aucune externalité incluse.
- ◆ Résultat 1 : Bénéfices pour l'agriculture et l'industrie ajoutés à R0.
- ◆ Résultat 2 : Externalités environnementales relatives aux réductions des émissions de GES (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) ajoutés à R1.
- ◆ Résultat 3 : Revenu généré par les certificats verts et la monétisation de la réduction des nuisances olfactives ajoutés aux résultats précédents.

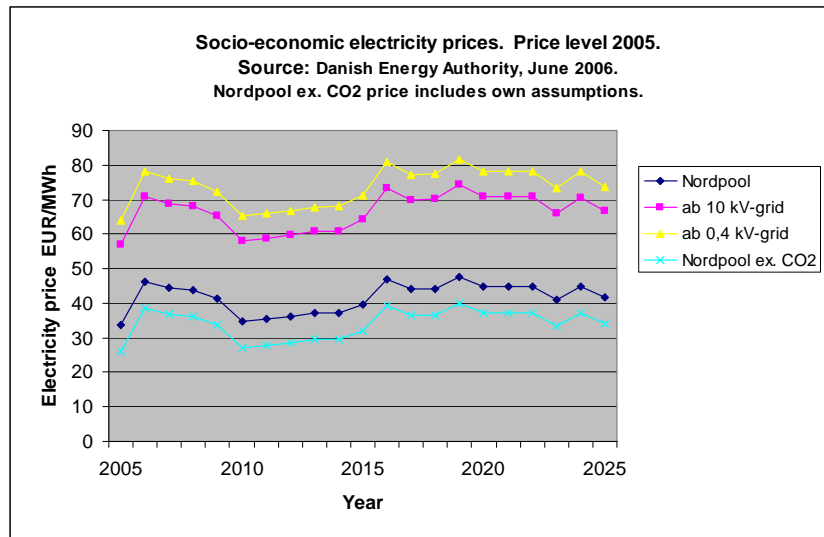
Le résultat R3 comprend non seulement le gain financier généré par les certificats verts mais aussi l'impact positif qu'ils traduisent en terme de développement durable. Il est ici supposé que les certificats verts représentent un bénéfice pour l'ensemble de la société en procurant une certaine « sécurité de l'approvisionnement énergétique » et une « stabilité de la politique énergétique ». Afin d'éviter *un double comptage*, la valeur des certificats verts ne traduit donc pas la réduction des GES due à la production d'énergie renouvelable. La prise en compte du marché des certificats verts en termes de conséquences socio-économiques et environnementales peut être sujet à discussion et les résultats produits doivent être interprétés en fonction des hypothèses qui ont été fixées.

## 8.2. Prix de l'énergie

L'analyse socio-économique et le calcul de rentabilité de l'unité de biométhanisation sont fonction de l'évolution des prix de l'énergie à court et à moyen terme. Pour cette étude, il a été choisi de se référer aux prévisions de la DEA (Danish Energy Authority) en ce qui concerne l'évolution des prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité pour la période 2005-2025.

Ainsi, les coûts des carburants et des transports ont été ajustés selon les fluctuations du prix du pétrole prédites par la DEA. Le prix du gaz naturel est supposé suivre la même évolution que le cours du pétrole. On fait donc ici l'hypothèse que le prix de vente du biogaz suit le même tarif que le prix d'achat du gaz naturel.

L'évolution du prix de l'électricité est également basée sur les prévisions du DEA pour la période 2005-2025. Le graphe suivant (figure 8.1.) présente l'évolution du prix de l'électricité selon différents marchés.



**Figure 8.1. : Evolution des prix de l'électricité considérés dans cette étude.**

L'achat et la vente d'électricité s'opèrent à des tarifs différents. Cette différence de prix s'explique notamment par les coûts d'accès au réseau. Dans cette présente étude, l'achat d'électricité par l'unité de co-digestion s'effectue au prix « ab 10kv » (*courbe rose*). Tandis que l'électricité produite par l'unité est vendue sur le marché au prix déterminé par « Nordpool » (*courbe marine*).

### **8.3. Impact sur les gaz à effet de serre**

Parmi les gaz à effet de serre (GES), seul le CO<sub>2</sub> est soumis à une régulation via un système de quota ou permis d'émissions. D'autres gaz à effet de serre importants comme le méthane (CH<sub>4</sub>) et le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) ne sont pas soumis à ce système de quota. Pourtant leurs émissions pourraient tout de même faire l'objet d'évaluations et de contrôles.

Dans cette analyse socio-économique, la réduction de ces GES est monétisée en relation avec les prix fixés sur le marché des permis d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Une étude détaillée réalisée au Danemark (Nielsen et al. , 2002) montre que la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> constituait 40% du total des réductions de GES qui étaient mesurées dans le cas d'installations produisant du biogaz, et ce comparé à une situation de référence (sans unité de biométhanisation). L'importante diminution des émissions de GES était due à une réduction des émissions de CH<sub>4</sub> (environ 50%) et de N<sub>2</sub>O (environ 10%).

#### **Hypothèses pour le cas d'étude wallon:**

Pour cette analyse, il est supposé que la production nette de biogaz et la part utilisée pour la production d'électricité viennent se substituer à une source d'énergie fossile de référence, soit ici le gaz naturel. La diminution d'émissions de CO<sub>2</sub> correspondant à cette substitution est ainsi attribuée en partie à l'électricité générée par l'installation de biométhanisation.

La vente de chaleur est supposée substituer un système de chauffage au mazout dont le rendement est de 90%.

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> liée à l'économie d'engrais (NPK) est basée sur les hypothèses suivantes (Refsgaard et al. 1997, Søren Kolind Hvid et al., 2004) de consommation d'énergie et de CO<sub>2</sub> pour la production d'engrais :

- 38 MJ/kg d'azote pur ou 9,36 kg de CO<sub>2</sub>/ kg d'azote pur ;
- 17 MJ/kg de phosphore pur ou 2,67 kg de CO<sub>2</sub>/ kg de phosphore pur ;
- 6 MJ/kg de potassium pur ou 0,80 kg de CO<sub>2</sub>/ kg de potassium pur.

L'impact des **émissions de méthane (CH<sub>4</sub>)** provenant de l'activité agricole est décrit et quantifié dans le chapitre 6. Toutefois, une proportion de méthane imbrûlé est émise dans l'atmosphère via les gaz d'échappement du moteur et du module de co-génération fonctionnant au biogaz. Dans cette analyse, on fait l'hypothèse que **les émissions de méthane imbrûlé s'élèvent à 1%** de la totalité du méthane produit par l'unité. Cette perte est spécifique à la technologie et au type de moteur utilisés, des solutions technologiques adéquates permettent de réduire ces pertes, voire de les supprimer.

Les conséquences liées aux **émissions de N<sub>2</sub>O** sont quantifiées à partir d'hypothèses générales utilisées par un modèle danois. Il faut souligner que cette estimation comporte des incertitudes dues au manque de données spécifiques au cas étudié. Ces hypothèses générales sont décrites dans le chapitre 6.

Les gaz considérés, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O, diffèrent par leur potentiel de réchauffement global; sur une durée de 100 ans, le potentiel de réchauffement global du méthane est 21 fois plus important que celui du CO<sub>2</sub>, tandis que celui du N<sub>2</sub>O est 310 fois plus élevé que celui du CO<sub>2</sub> (Houghton et al., 2001). Les émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O sont donc ici exprimées en quantité équivalente de CO<sub>2</sub>.

**Tableau 8.1. : Impacts sur les émissions de gaz à effet de serre répartis selon les éléments du système de co-digestion centralisée (cas wallon).**

CO <sub>2</sub>	Alternative-Référence	Equivalent CO <sub>2</sub>	
		Contribution (%)	Contribution (%)
Ventes de gaz	0	0	0
Ventes d'électricité	-1762	55	46
Ventes de chaleur	-920	29	24
Substitution fertilisation (NPK)	-742	23	19
Transports	201	-6	-5
<b>Equivalent-CO<sub>2</sub></b>	<b>3223</b>	<b>100</b>	<b>84</b>
CH <sub>4</sub>	Alternative-Référence	Equivalent CO <sub>2</sub>	
		Contribution (%)	Contribution (%)
Gestion des effluents d'élevage	-10	189	6
Gestion des sous-produits exogènes	-6	106	3
Gaz imbrûlé	11	-195	-6
Total CH <sub>4</sub>	-5,5 tonnes de CH <sub>4</sub>	100	
<b>Equivalent-CO<sub>2</sub></b>	<b>-115 tonne équivalent CO<sub>2</sub></b>		<b>3</b>
N <sub>2</sub> O	Alternative-Référence	Equivalent CO <sub>2</sub>	
		Contribution (%)	Contribution (%)
Gestion des effluents et sous-produits organiques	-1,635 tonnes de N <sub>2</sub> O	100	
<b>Equivalent-CO<sub>2</sub></b>	<b>-507 tonne équivalent CO<sub>2</sub></b>		<b>13</b>
<b>Total Gaz à effet de serre</b>			
Diminution émissions en tonne équivalent CO <sub>2</sub>	<b>-3845 tonne équivalent CO<sub>2</sub></b>		<b>100</b>
Diminution émissions par tonne de biomasse	<b>- 0,051 tonne équivalent CO<sub>2</sub>/ tonne de biomasse</b>		

## Commentaires sur les résultats du tableau 8.2. :

- ◆ La principale contribution à la réduction des émissions de GES provient de la vente d'électricité générée à partir de biogaz (46%). En se substituant à l'utilisation d'une énergie fossile, cette valorisation énergétique du biogaz permet d'épargner l'émission de **1 762 tonnes de CO<sub>2</sub>** ;
- ◆ La consommation de carburant pour **les transports** nécessaires au fonctionnement de l'unité contribue à une augmentation des émissions équivalente à **201 tonnes de CO<sub>2</sub> par an** ;
- ◆ La réduction des émissions de méthane enregistrée par les exploitations agricoles impliquées dans le projet s'élève à **10 tonnes de CH<sub>4</sub> par an** ;
- ◆ Le traitement de sous-produits d'industries locales contribue à une diminution des émissions de méthane à hauteur de **6 tonnes de CH<sub>4</sub> par an** ;
- ◆ L'hypothèse des échappements de méthane à concurrence de 11 tonnes de CH<sub>4</sub> par an, amoindrit considérablement la réduction de ces émissions. La diminution d'émissions de méthane est estimée à **5,5 tonnes de CH<sub>4</sub> par an ou 115 tonnes équivalent CO<sub>2</sub>** ;
- ◆ La réduction des émissions de N<sub>2</sub>O via le système de gestion et de traitement de la biomasse s'élève à **-1,635 tonnes de N<sub>2</sub>O ou 507 tonnes équivalent CO<sub>2</sub>**.

La mise en fonction d'une unité de co-digestion centralisée dans ce contexte donné a comme conséquence une réduction des émissions de gaz à effet de serre estimée à 3845 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par année ou encore 51 kg équivalent CO<sub>2</sub> par tonne de biomasse traitée.

## **8.4. Production d'énergie de l'unité**

### Hypothèses pour le cas d'étude wallon:

#### Electricité :

Il existe une asymétrie entre les prix d'achat et de vente de l'électricité étant donné que le prix d'achat intègre des coûts 'socio-économiques' pour la transmission au réseau, la distribution et la fourniture. La vente d'électricité, par contre est caractérisée par un prix régulé par le marché.

#### Certificats verts et électricité « verte » :

La production et la vente d'électricité générée par l'unité sont supposées bénéficier d'une prime via le système des certificats verts. Dans cette étude, cette prime n'est pas considérée comme un subside mais comme une valeur ajoutée que la société est prête à payer pour la production d'électricité verte.

Le système de certificats verts n'est pas appliqué dans tous les pays de l'Union européenne et ceux-ci sont spécifiques à chaque pays ayant adopté ce type de mécanisme. Dans la présente étude, les calculs ont été établis pour 2 situations :

- 1) avec application du mécanisme des certificats verts (traduit par le Résultat 3) ;
- 2) sans application du système de certificats verts (traduit par les résultats de niveaux inférieurs à 3)

La valeur des certificats verts varie d'un pays à l'autre. Au niveau de la Région wallonne, le prix garanti d'un certificat vert est fixé à 65 € Dans le cas de la production d'électricité à partir de biogaz, ce prix garanti est fixé pour une durée de 15 ans.

Pour le cas analysé dans cette étude, il a été estimé qu'**1,24 certificat vert (CV) serait octroyé par MWh** elec. produit. Ceci sous-entend que l'unité de production de biogaz peut

compter sur un revenu supplémentaire minimum de 65 € x 1,24, soit 80,6 € par MWh<sub>elec.</sub> fourni au réseau de distribution. Pour le cas présent, une valeur moyenne de **80€ par MWh<sub>elec.</sub>** a été choisie pour la période 2006-2025.

Vente de chaleur :

Dans le cas présent, le prix de la chaleur revendue par l'unité est fixé à **30 €MWh** pour la période 2006-2025.

Taux d'intérêt :

Tous les prix de cette analyse socio-économique sont exempts des taxes et subsides. Le taux de base annuel pour ces calculs socio-économiques est de **6% p.a.** (taux réel, sans tenir compte de l'inflation). L'analyse couvre la période de fonctionnement de l'unité s'étendant de 2006 à l'année 2025.

L'unité de co-digestion centralisée choisie pour le cas d'étude wallon a une capacité de traitement correspondant à 200 tonnes de biomasse par jour. L'unité est supposée traiter 75 000 tonnes de biomasse par an. L'unité de co-digestion est équipée d'un module de cogénération (CHP) qui utilise la totalité du biogaz produit. L'unité génère de l'électricité et de la chaleur dont la vente génère des revenus présentés dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 8.2. : Energie produite par l'unité de biométhanisation et valeurs socio-économiques associées (cas wallon).**

UNITÉ DE CO-DIGESTION CENTRALISÉE : PRODUCTION D'ÉNERGIE ET VALEURS SOCIO-ÉCONOMIQUES-CAS D'ÉTUDE WALLON		
	MWh/AN	MILLION €/AN
Vente de biogaz	0	0.000
Vente de chaleur	2948	0.088
Vente d'électricité	3097	0.105
Certificats verts sur la vente d'électricité	3097	0.250

On constate que les certificats verts contribuent majoritairement aux revenus attendus par l'unité.

## **8.5. Bilan financier**

### **Hypothèses pour le cas d'étude wallon:**

Utilisation du digestat : Une valeur socio-économique liée à l'utilisation du digestat dégageant moins de nuisances olfactives a été calculée. La monétisation de ce poste est basée sur l'hypothèse où les coûts d'épandage du digestat désodorisé équivalent les coûts d'injection du lisier dans le sol. Ce coût s'élève à 0,5 €/ tonne de lisier injecté dans le sol.

Traitement des sous-produits d'agro-industries : L'unité de biogaz enregistre une rentrée financière grâce aux coûts de traitement que des industries locales sont prêtes à payées pour traiter une partie de leurs sous-produits. Ces coûts de traitement ont été estimés à 4,8 €/ tonne de matière organique traitée.

Risques de pollution des nappes phréatiques : Une quantification et une monétarisation de la réduction des risques de pollution des nappes par le lessivage des nitrates ont été calculées sur base de données émises par une étude danoise.

Ces résultats devraient être adaptés au contexte wallon mais les paramètres nécessaires à ce calcul spécifique n'ont pu être fournis pour cette étude.

<b>Hypothèses</b>	<b>Références</b>
Réduction du lessivage due à l'économie d'engrais estimée à 25% Monétarisation : 3,36 €/ kg d'azote lessivé Réduction du lessivage : 18,2 tonne d'azote / an <b>Valeur de la réduction du lessivage : 61 141 € an</b>	Brian Jacobsen, SJFI Ruth Grant, <a href="mailto:RG@dmu.dk">RG@dmu.dk</a>

Une présentation globale des coûts et bénéfices calculés à partir de l'analyse socio-économique figure dans le tableau 8.4. Les 4 niveaux de résultats y sont détaillés. Pour rappel, le résultat R3 intègre toutes les conséquences qui ont pu être quantifiées et monétisées.

**Tableau 8.3. : Coûts et bénéfices annuels dégagés par l'unité de co-digestion centralisée.**

<b>COÛTS EN MILLION €/AN (SUR BASE ANNUELLE)</b>	<b>RÉSULTAT 0</b>	<b>RÉSULTAT 1</b>	<b>RÉSULTAT 2</b>	<b>RÉSULTAT 3</b>
Investissements				
Unité biogaz	0.359	0.359	0.359	0.359
Transports	0.000	0.000	0.000	0.000
Co-génération	0.044	0.044	0.044	0.044
Fonctionnement et maintenance				
Unité et production biogaz	0.278	0.278	0.278	0.278
Transport	0.027	0.027	0.027	0.027
<b>Total</b>	<b>0.708</b>	<b>0.708</b>	<b>0.708</b>	<b>0.708</b>
<b>BÉNÉFICES en million €/an (sur base annuelle)</b>	<b>Résultat 0</b>	<b>Résultat 1</b>	<b>Résultat 2</b>	<b>Résultat 3</b>
Production d'énergie				
Vente de biogaz	0.000	0.000	0.000	0.000
Vente d'électricité	0.105	0.105	0.105	0.105
Vente de chaleur	0.088	0.088	0.088	0.088
Certificats verts			0.250	
Activités agricoles				
Stockage et gestion d'effluents liquides		-0.025	-0.025	-0.025
Valeur fertilisante du digestat (NPK)		0.087	0.087	0.087
Répartition du digestat		-0.132	-0.132	-0.132
Economies sur les transports en exploitations agricoles		-0.006	-0.006	-0.006
Industries				
Economies réalisées sur traitement de sous-produits		0.062	0.062	0.062
Environnement				
Valeur de la diminution des GES (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)			0.078	0.078
Valeur de la réduction du risque de pollution des nappes par les nitrates			0.061	0.061
Valeur de la réduction des nuisances olfactives				0.026
<b>Total</b>	<b>0.194</b>	<b>0.180</b>	<b>0.319</b>	<b>0.594</b>
<b>Différence : Bénéfices - Coûts (million €/an)</b>	<b>Résultat 0</b> <b>-0.514</b>	<b>Résultat 1</b> <b>-0.529</b>	<b>Résultat 2</b> <b>-0.390</b>	<b>Résultat 3</b> <b>-0.114</b>

## Commentaires sur les résultats du tableau 8.4.

- ◆ L'ensemble de ces **coûts annuels** s'élèvent à **708 000 €/ an** ;
- ◆ Le bilan négatif pour les 4 niveaux de résultats montre que l'installation de co-digestion centralisée telle qu'étudiée ici n'est pas rentable d'un point de vue socio-économique. Pour le **résultat 3**, intégrant un maximum de bénéfices pour les différents secteurs de la société, le **déficit net est estimé à 114 000 €/ an**. Ceci lorsque les certificats verts sont considérés uniquement comme un avantage pour la société.

## **8.5. Analyses de sensibilité**

### **8.5.1. Electricité**

Cette analyse de sensibilité a pour but de calculer le prix de l'électricité qu'il serait nécessaire d'appliquer pour que l'unité de co-digestion centralisée atteigne le seuil de rentabilité, et ce pour les 4 scénarios étudiés.

**Tableau 8.4. : Variation du coût de l'électricité pour le seuil de rentabilité des 4 résultats.**

COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ	€/kWh
Résultat 0	0.200
Résultat 1	0.205
Résultat 2	0.160
Résultat 3	0.071

### **8.5.2. Emissions de GES**

Il s'agit ici de calculer le prix d'une tonne équivalent de CO<sub>2</sub> épargnée qui permettrait à l'unité d'atteindre le seuil de rentabilité, et ce pour les 4 scénarios étudiés.

**Tableau 8.5 : Variation du coût d'émissions de CO<sub>2</sub> pour les seuil de rentabilité des 4 résultats.**

COÛTS DES ÉMISSIONS DE CO <sub>2</sub>	€/TONNE ÉQUIVALENT CO <sub>2</sub>
Résultat 0	134
Résultat 1	137
Résultat 2	122
Résultat 3	50

Dans le meilleur cas de figure (R 3), il faudrait donc appliquer un tarif de 50 € tonne-équivalent CO<sub>2</sub> pour que l'unité de biométhanisation commence à faire du profit.

Le graphe suivant montre le coût de la tonne-équivalent CO<sub>2</sub> qu'il faudrait payer selon une variation du taux de base annuel, à savoir 4%, 6% et 10%. Pour le R3, le coût associé à une tonne-équivalent CO<sub>2</sub> varie de 34 à 84 € tonne-équivalent CO<sub>2</sub>.

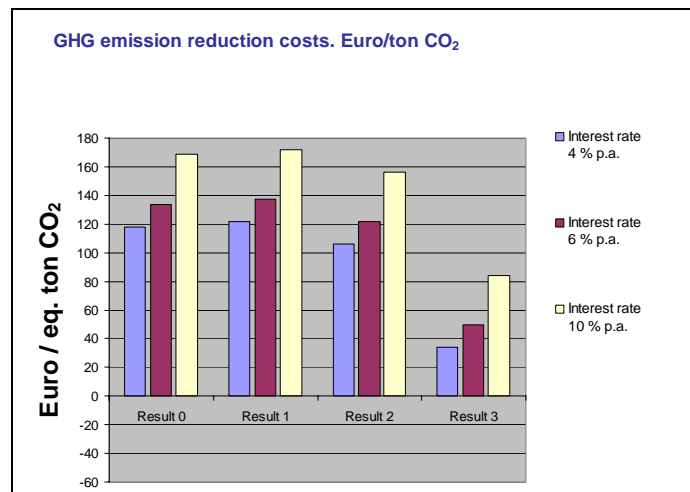


Figure 8.2 : Coûts socio-économiques de la réduction des GES selon différents taux d'intérêt.

## 8.6. Conclusions de l'analyse socio-économique

L'analyse socio-économique du projet d'unité de co-digestion centralisée pour le cas wallon révèle :

- ◆ Résultat 0 : l'unité n'est pas rentable. La production d'énergie à elle seule ne justifie pas la mise en œuvre d'un tel projet ;
- ◆ Résultat 1 : les avantages liés aux activités agricoles et au traitement de sous-produits d'industries ne permettent pas d'atteindre le seuil de rentabilité ;
- ◆ Résultat 2 : les impacts environnementaux pris en compte comme la réduction des émissions de GES (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) et la diminution de risque de pollution par lessivage des nitrates, ne permettent pas de compenser le bilan négatif de l'installation qui s'élève alors à 390 000 €/an ;
- ◆ Résultat 3 : en intégrant les conséquences positives de la diminution des nuisances olfactives et de la sécurité de l'approvisionnement énergétique via le mécanisme des certificats verts, l'unité n'est pas considérée comme rentable.

Il faut souligner qu'un certain nombre d'externalités, comme des aspects vétérinaires, n'ont pu être intégrées dans cette analyse suite au manque de données.

## 9 – Barrières non technologiques

Afin de promouvoir la biométhanisation et l'utilisation du biogaz pour produire chaleur et électricité, il est important d'être conscient du contexte dans lequel peut se développer cette source d'énergie renouvelable. S'il est nécessaire de maîtriser toutes les contraintes techniques afin d'optimiser la production du biogaz et de rendre efficace son utilisation, d'autres types de freins doivent également être recensés pour élaborer des pistes, et mettre en œuvre des solutions qui permettront le développement d'installations dans notre région.

Le projet PROBIOGAS tend à appliquer et à transférer connaissances et expériences développées au Danemark dans d'autres pays de l'Union européenne. Il était donc important pour les experts du groupe d'évaluation d'avoir une connaissance des éventuelles barrières non technologiques qui peuvent freiner la concrétisation de projets d'unités de biométhanisation, voire même le développement de la filière biogaz dans son ensemble.

Ainsi plusieurs freins de différents types ont pu être recensés :

<b>Freins</b>	<b>Constat</b>
<b>Législation et démarches administratives</b>	Lourdeur des démarches administratives et lenteur des procédures
	Peu de concertation entre les différentes autorités compétentes
	Peu de visibilité et d'information sur les programmes d'aides ou de subsides
<b>Etapes multiples aux coûts très élevés</b>	Etude de faisabilité, consultance, planification, construction, connexion au réseau, fonctionnement et maintenance : ces différents postes ont des coûts très élevés, ce qui diminue la rentabilité
<b>Quantités et qualité des matières traitées</b>	Faible concentration de matières organiques de qualité (à haut potentiel méthanogène, non polluées et mobilisables sur de faibles distances)
<b>Valorisation des produits</b>	
♦ <b>biogaz</b>	Utilisation du gaz dans le réseau de distribution ou comme carburant nécessite des étapes de purification du gaz très coûteuses
♦ <b>électricité</b>	Coûts de raccordement au réseau électrique très élevés
♦ <b>chaleur</b>	Faibles opportunités pour valoriser la chaleur produite de manière maximale et constante (perte de profit sur la vente de chaleur et des certificats verts)
♦ <b>digestat</b>	Manque de clarté concernant le statut légal du digestat
<b>Mécanisme des Certificats verts</b>	Mécanisme favorisant surtout la production d'électricité verte et moins la production de chaleur
	Calculs complexes qui intègrent de nombreux paramètres parfois au détriment de la rentabilité (bilan CO <sub>2</sub> des cultures énergétiques, transport de matières exogènes...)
	Procédures de conformité et de contrôle très lourdes et coûteuses
	Garantie du prix du CV étendue à 15 ans : suffisant pour rentabilité de petites installations ?
<b>Expériences et savoir-faire</b>	Encore trop peu de réalisations sur le territoire wallon : les difficultés rencontrées par les « pionniers » freinent les nouvelles initiatives
	Peu d'entreprises spécialistes de cette technologie, prix pratiqués fort élevés car peu de concurrence sur ce marché
<b>Perception et implication de différents acteurs</b>	Manque d'implication et de concertation entre les différents acteurs locaux (autorités communales, agriculteurs, entreprises locales, riverains,...)
	Méconnaissance des avantages liés à la biométhanisation, mauvaise perception de la part des riverains, peur des nuisances
	Trop peu de synergies entre producteurs de biomasse agricole et producteurs d'autres sources de biomasse (agro-industrie, agro-chimie...)

Pour lever certaines des barrières identifiées en Région wallonne, il est nécessaire de réunir les différents acteurs, maillons de la filière biométhanisation afin qu'ils engagent des concertations et des échanges constructifs et développer ainsi une meilleure collaboration entre différents secteurs. Si les expériences des régions d'Europe où la biométhanisation est bien développée peuvent être instructives, il est délicat de vouloir transposer les solutions propres à un contexte particulier.

La biométhanisation ne pourra se développer que sous certaines conditions qui impliquent entre autre une volonté de diversifier l'activité agricole et de dynamiser le développement rural, des mesures qui faciliteraient la mise en œuvre de moyens de production d'énergies renouvelables et qui en allègeraient les coûts d'investissement, une plus grande intégration des externalités et autres bénéfiques répercutés sur l'ensemble de la société.

Concrètement, afin de lever quelques uns de ces freins, certaines pistes mériteraient d'être envisagées :

- ◆ un allègement des restrictions qui limitent l'utilisation du digestat dont les avantages environnementaux et valeurs agronomiques sont indéniables accompagné d'une rationalisation des contrôles, et des frais d'analyses qui leur sont associés ;
- ◆ un système de rétribution de la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables indépendant de la production d'électricité, ainsi que des incitants financiers ou subsides pour la mise en place de réseaux de chaleur qui permettrait de valoriser une plus grande partie de la chaleur générée par une unité de biogaz ;
- ◆ des incitants financiers pour le traitement de co-produits par l'alternative qu'offre la co-digestion anaérobie afin d'optimiser la production de biogaz et donc d'augmenter la rentabilité des installations. ;
- ◆ l'utilisation de cultures énergétiques devraient être moins pénalisée (via le calcul des CV) si elles sont intégrées au sein d'un système de productions agricoles et énergétique durable;
- ◆ le suivi d'installations existantes (belges et transfrontalières) et le transfert de connaissances ou d'expériences doivent être encouragés afin d'éviter les écueils rencontrés par les acteurs de développement de ces projets.

Ce sont là quelques pistes et recommandations dont la mise en oeuvre doit faire l'objet d'études plus approfondies.

## Conclusion

De nombreux avantages liés à la biométhanisation existent. Ceux-ci ont été mis en évidence et quantifiés au Danemark, notamment grâce au suivi d'installations de co-digestion centralisée. Ils sont essentiellement liés à une meilleure gestion des effluents d'élevage et des sous produits des agro industries (efficacité du digestat, réduction des odeurs, appétence, brûlure...), à une réduction des émissions des gaz à effet de serre (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> et N<sub>2</sub>O), et à la production d'une énergie renouvelable.

Ces aspects ont été étudiés pour un cas concret en Belgique. Ainsi, il apparaît que la mise en place de l'installation permettrait de réduire la quantité de GES émise de 3845 tonnes équivalent CO<sub>2</sub>. En outre, des économies peuvent être réalisées dans les exploitations agricoles en terme notamment d'achat de fertilisants minéraux (27 €/ha en moyenne).

Cependant, dans le cas étudié, certaines limites se marquent par rapport aux conditions danoises, comme par exemple :

- le peu de valorisation de la chaleur produite au niveau du module de cogénération ;
- le faible intérêt des agro industries de la zone pour traiter leurs coproduits par cette voie ;
- le faible pouvoir méthanogène des co-produits des industries agro alimentaire de la zone ;
- les distances de transports assez importantes entre fermes, agro industrie et l'unité ;
- la non prise en compte des cultures énergétiques.

Ceci explique que la mise en place d'une unité de co-digestion centralisée telle que présentée dans l'étude belge **n'est pas rentable d'un point de vue économique**, et ce, même si on intègre les économies réalisées par les fermes (stockage, transport et achat de fertilisants minéraux).

**L'analyse socio-économique montre également que, pour le cas considéré, la prise en compte des externalités telles qu'explicitées au chapitre 8, ne permet pas d'atteindre la rentabilité.**

Afin de permettre le développement de la co-digestion centralisée en Région wallonne, il apparaît important de pouvoir remédier aux problèmes mentionnés, tout en essayant de proposer des solutions pour surmonter les barrières non technologiques identifiées (chapitre 9).