

# Développer un cadre d'analyse et identifier l'intérêt technico-économique de produire du biogaz à la ferme dans un contexte québécois

## Rapport final

Avril 2010

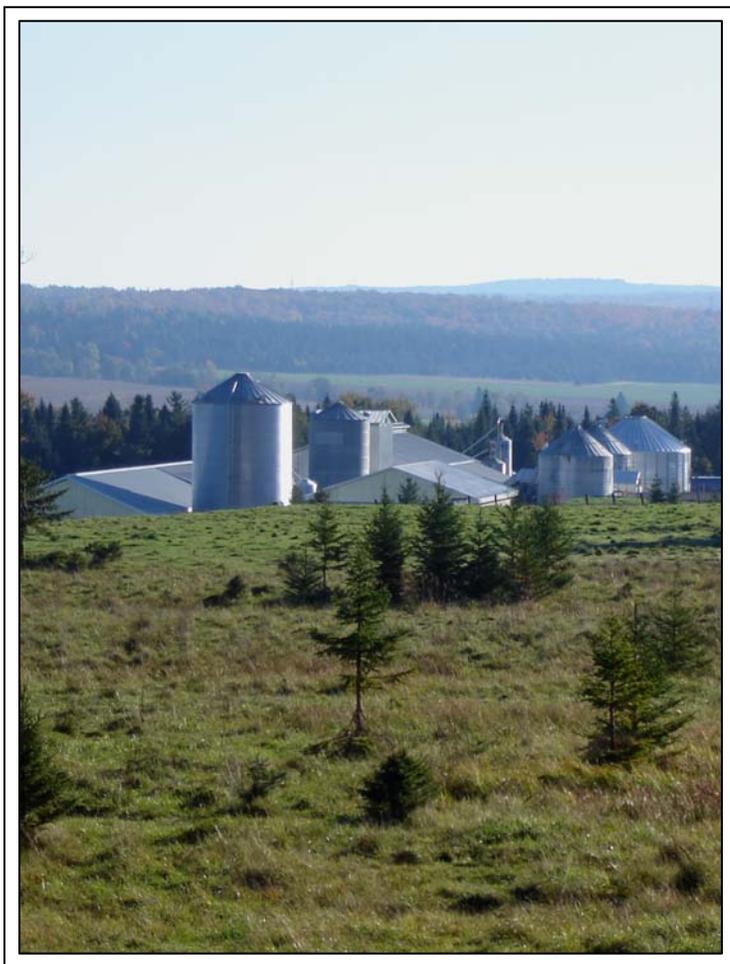


Photo Bio-Terre Systems inc.

Marie-Aude Ricard, ing. jr <sup>1</sup>

Véronique Drolet, agr., agroéconomiste <sup>1</sup>

Aïcha Coulibaly, M.B.A., M.Sc., économiste <sup>1</sup>

Claude B. Laflamme, ing., Ph. D.<sup>2</sup>

Claude Charest, agr.<sup>3</sup>

Françoise Forcier, ing., agr., M. Ing.<sup>4</sup>

Marie-Pier Lachance, M. Sc.<sup>1</sup>

Frédéric Pelletier, ing., M. Sc.<sup>5</sup>

Pascal Levasseur, ingénieur environnement <sup>6</sup>

Francis Pouliot, ing., M.B.A.<sup>1</sup>

Stéphane Godbout, ing., P. Eng., agr., Ph. D.<sup>5</sup>

Stéphane Lemay, ing., P. Eng., Ph. D.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Centre de développement du porc du Québec inc.

<sup>2</sup> Hydro-Québec – Institut de recherche LTE

<sup>3</sup> Fertior – Division traitement

<sup>4</sup> SOLINOV inc.

<sup>5</sup> Institut de recherche et de développement en agroenvironnement inc.

<sup>6</sup> IFIP-Institut du porc

## Répondant

- Francis Pouliot, ing., M.B.A.

## Chargées de projet

- Véronique Drolet, agr., agroéconomiste
- Marie-Aude Ricard, ing. jr

## Collaborateurs

- Benoît Turgeon, Centre de développement du porc du Québec inc.
- Mario Rivard, La Coop Comax
- Alain Lavoie, Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE)
- Maxime Alexandre, Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE)
- Frédéric Lebel, DDAE Systèmes de puissance - Division GE Jenbacher
- Alexandre Abella, COGENOR

## Mise en page et vérifications

- Marie-Hélène Lepage, secrétaire
- Johanne Nadeau, documentaliste

## Remerciements

Ce projet a été réalisé grâce à l'appui financier du Conseil pour le développement en agriculture du Québec (CDAQ) par l'intermédiaire du Programme pour l'avancement du secteur canadien de l'agriculture et de l'agroalimentaire (PASCAA) d'Agriculture et Agroalimentaire Canada ainsi que la Fédération des producteurs de porcs du Québec (FPPQ). Les auteurs tiennent à remercier l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (LTE), Fertior - Division traitement, SOLINOV inc., l'IFIP-Institut du porc (France), l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement inc. (IRDA), le ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE), DDAE Systèmes de puissance - Division GE Jenbacher ainsi que le Centre de développement du porc du Québec inc. (CDPQ) pour avoir rendu ce projet possible. Les auteurs tiennent à remercier les trois producteurs impliqués de leur collaboration tout au long du projet.



© Centre de développement du porc du Québec inc.

Dépôt légal 2009

Bibliothèque et Archives nationales du Québec

Bibliothèque et Archives Canada

ISBN 978-2-922276-35-0

## Table des matières

1	Introduction .....	1
1.1	Contexte et problématique .....	1
1.2	Objectif général .....	3
1.3	Objectifs spécifiques.....	3
2	Méthodologie .....	4
2.1	Revue de littérature et recherche d'outils d'aide à la décision .....	4
2.1.1	Élaboration d'une grille d'analyse pour évaluer les outils d'aide à la décision.....	4
2.1.2	Outils analysés .....	6
2.2	Élaboration d'un cadre d'analyse et avis d'un comité expert .....	6
2.2.1	Élaboration de scénarios pour tester le cadre d'analyse .....	6
3	Revue de littérature.....	7
3.1	Processus de la méthanisation .....	7
3.2	Conditions d'opération des digesteurs .....	9
3.2.1	Type de digesteurs et températures d'opération .....	9
3.2.2	Conditions thermophiles .....	9
3.2.3	Conditions mésophiles.....	10
3.2.4	Conditions psychrophiles.....	10
3.2.5	Modes d'alimentation.....	10
3.2.5.1	Batch (discontinu).....	10
3.2.5.2	Continu .....	11
3.2.5.3	Semi-continu .....	11
3.2.6	Type de digesteurs et classification.....	11
3.2.7	Intrants.....	13
3.2.8	Le biogaz .....	15
3.2.9	Purification du biogaz .....	16
3.2.10	Valorisation du biogaz .....	17
3.2.11	Le digestat .....	18
3.2.12	Valorisation du digestat .....	19
3.2.12.1	Gestion générale du digestat .....	19
3.2.12.2	Valorisation de la fraction solide.....	20
3.2.12.3	Valorisation de la fraction liquide.....	20
3.2.13	Aspect macro-économique de la méthanisation au Canada .....	20
3.2.14	Portrait de la production de biogaz en Europe .....	21
3.2.14.1	Aspects généraux.....	21
3.2.14.2	Allemagne .....	21
3.2.14.3	Autriche .....	23
3.2.14.4	Danemark.....	24
3.2.15	Portrait de la production de biogaz aux États-Unis.....	25
3.2.16	Le biogaz au Canada.....	25
3.2.16.1	Portrait général.....	25
3.2.16.2	Ontario.....	26
3.2.16.3	Québec.....	26
3.2.17	Coût de production et rentabilité en Europe .....	28
3.3	Les outils disponibles .....	30
3.4	Les outils retenus .....	30
3.4.1	Utilitaire MATTEUS.....	30
3.4.2	Utilitaire RETScreen .....	32

4	Élaboration du cadre d'analyse.....	33
4.1	Le but du cadre d'analyse .....	33
4.2	Choix des outils informatiques .....	33
4.3	Le cadre d'analyse .....	33
5	Élaboration des scénarios.....	37
5.1	Analyse du scénario 1 .....	37
5.1.1	Résumé du scénario 1 .....	37
5.1.2	Étude préliminaire et détaillée .....	39
5.1.3	Analyse technique et agronomique .....	39
5.1.3.1	Intrants disponibles et utilisés .....	39
5.1.3.2	Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 1 .....	39
5.1.4	Biogaz.....	42
5.1.4.1	Production .....	42
5.1.4.2	Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz.....	43
5.1.4.3	Valorisation de l'énergie .....	44
5.1.5	Digestat.....	45
5.1.5.1	Caractéristiques du digestat basé sur les recettes issues des méthodes 1 et 2 de formulation (québécoise et européenne) ..	45
5.1.5.2	Valorisation.....	46
5.1.6	Analyse du cycle de vie par rapport aux émissions de gaz à effet de serre ...	47
5.1.7	Impacts attendus sur les odeurs et les pathogènes .....	48
5.1.8	Résumé des principaux aspects réglementaires .....	49
5.1.9	Infrastructures et équipement.....	50
5.1.10	Analyse économique et financière sur le procédé de méthanisation.....	50
5.1.10.1	Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme .....	50
5.1.11	Analyse de sensibilité économique sur le procédé de méthanisation .....	56
5.1.11.1	Variation des coûts d'investissements.....	56
5.1.11.2	Variation du taux d'intérêt.....	58
5.1.11.3	Variation du prix du gaz naturel.....	58
5.1.11.4	Variation des redevances des boues d'abattoir.....	59
5.1.12	Évaluation du potentiel d'un procédé de cogénération.....	60
5.1.12.1	Analyse économique et financière .....	60
5.1.13	Résumé et conclusion du scénario 1 .....	62
5.2	Analyse du scénario 2 .....	65
5.2.1	Présentation du scénario 2 .....	65
5.2.2	Analyse technique et agronomique .....	67
5.2.2.1	Intrants disponibles utilisés .....	67
5.2.2.2	Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 2 .....	67
5.2.3	Biogaz.....	69
5.2.3.1	Production .....	69
5.2.3.2	Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz.....	69
5.2.3.3	Valorisation de l'énergie .....	70
5.2.4	Digestat.....	70
5.2.4.1	Caractéristiques du digestat.....	70
5.2.4.2	Valorisation.....	72
5.2.5	Impacts attendus sur les odeurs et pathogènes .....	72
5.2.6	Résumé des principaux aspects réglementaires .....	72
5.2.7	Infrastructures et équipements .....	73

5.2.8	Analyse économique et financière sur le procédé de méthanisation .....	73
5.2.8.1	Généralité .....	73
5.2.8.2	Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme .....	74
5.2.9	Analyse de sensibilité .....	77
5.2.9.1	Variation des coûts d'investissements.....	77
5.2.9.2	Variation du taux d'intérêt.....	78
5.2.9.3	Variation du prix du gaz naturel.....	78
5.2.10	Résumé et conclusion du scénario 2.....	79
5.3	Analyse du scénario 3 .....	80
5.3.1	Présentation du scénario 3 .....	80
5.3.2	Analyse technique et agronomique .....	83
5.3.2.1	Intrants disponibles et utilisés .....	83
5.3.2.2	Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 3 .....	84
5.3.3	Biogaz.....	85
5.3.3.1	Production .....	85
5.3.3.2	Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz.....	85
5.3.3.3	Valorisation de l'énergie .....	86
5.3.4	Digestat.....	87
5.3.4.1	Caractéristiques .....	87
5.3.4.2	Valorisation.....	88
5.3.5	Impacts attendus sur les odeurs et pathogènes .....	89
5.3.6	Résumé des principaux aspects réglementaires .....	89
5.3.7	Infrastructures et équipements .....	89
5.3.8	Analyse économique et financière.....	90
5.3.8.1	Généralités .....	90
5.3.8.2	Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme .....	90
5.3.8.3	Analyse de sensibilité.....	94
5.3.8.4	Variation des coûts d'investissements.....	94
5.3.8.5	Variation du taux d'intérêt.....	95
5.3.8.6	Variation du prix du gaz naturel.....	95
5.3.8.7	Variation des redevances des résidus municipaux .....	96
5.3.9	Évaluation du potentiel d'un procédé de cogénération.....	96
5.3.9.1	Analyse économique et financière .....	96
5.3.10	Résumé et conclusion du scénario 3.....	98
6	Conclusion .....	100
7	Avis d'experts.....	103
	Références.....	105

## Annexes

ANNEXE 1	Cadre d'analyse
ANNEXE 2	Explication du schéma d'écoulement du scénario 1
ANNEXE 3	Étude préliminaire du scénario 1
ANNEXE 4	Étude détaillée du scénario 1
ANNEXE 5	Analyse du cycle de vie par rapport aux émissions de gaz à effet de serre
ANNEXE 6	Explication du schéma d'écoulement du scénario 2
ANNEXE 7	Explication du schéma d'écoulement du scénario 3
ANNEXE 8	Analyse du potentiel de codigestion à la ferme de matières organiques provenant des secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel (ICI)

## Liste des tableaux

Tableau 1	Comité du projet .....	4
Tableau 2	Pourcentage en matière sèche (M.S.) de différents intrants issus d'élevage .....	9
Tableau 3	Température d'opération pour chaque type de digesteurs selon les auteurs .....	9
Tableau 4	Potentiel méthanogène de différentes sources de matière organique .....	13
Tableau 5	Procédures requises selon l'application pour la compression du biogaz.....	17
Tableau 6	Structure des tarifs pour l'Allemagne en 2004.....	22
Tableau 7	Structure des tarifs sous la <i>New Renewable Energy Sources Act</i> en 2009 .....	22
Tableau 8	Structure des tarifs en 2008 et en 2002 pour les installations en milieu agricole ..	24
Tableau 9	Coût de production selon le type d'installation de biogaz en Allemagne et en France.....	29
Tableau 10	Recettes analysées pour le scénario 1 .....	41
Tableau 11	Paramètres différents selon les deux méthodes de formulation des mélanges en intrants <sup>a</sup> .....	42
Tableau 12	Quantité de biogaz produit selon la recette retenue utilisant les méthodes 1 et 2 de formulation <sup>a</sup> .....	42
Tableau 13	Caractéristiques du biogaz pour les deux recettes <sup>a</sup> .....	43
Tableau 14	Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 1 .....	43
Tableau 15	Caractéristiques des recettes S1.2 et S1.5 (volume et charge en éléments fertilisants) <sup>a</sup> .....	45
Tableau 16	Caractéristiques du digestat des recettes S1.2 et S1.5 <sup>a</sup> .....	46
Tableau 17	Comparaison des charges à gérer avant (lisier seul) et après (digestat) .....	47
Tableau 18	Frais des investissements totaux - scénario 1 .....	51
Tableau 19	Budget partiel de la recette issue de la méthode 1 de formulation .....	52
Tableau 20	Budget partiel de la recette issue de la méthode 2 de formulation .....	53
Tableau 21	Durée de vie et valeur résiduelle des investissements .....	54
Tableau 22	Frais opérationnels annuels du scénario 1 .....	55
Tableau 23	Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 1.....	56
Tableau 24	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation des coûts d'investissement pour la recette méthode 1 .....	57
Tableau 25	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation des coûts d'investissement pour la recette méthode 2 .....	57
Tableau 26	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour la recette issue de la méthode 1 de formulation .....	58
Tableau 27	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour la recette de la méthode 2 de formulation.....	58
Tableau 28	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne pour la recette issue de la méthode 1 de formulation.....	59
Tableau 29	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne pour la recette issue de la méthode 2 de formulation.....	59
Tableau 30	Frais des investissements totaux pour l'unité de cogénération du scénario 1 .....	60
Tableau 31	Recettes analysées pour le scénario 2.....	68
Tableau 32	Quantité de biogaz produit par la recette S2.4 .....	69
Tableau 33	Caractéristiques du biogaz .....	69
Tableau 34	Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 2 .....	70
Tableau 35	Caractéristiques de la recette S2.4 (volume et charge en éléments fertilisants)...	71
Tableau 36	Caractéristiques du digestat de la recette S2.4 <sup>a</sup> .....	71
Tableau 37	Frais des investissements totaux - scénario 2.....	74
Tableau 38	Budget partiel du scénario 2 .....	75

Tableau 39	Frais opérationnels annuels du scénario 2 .....	76
Tableau 40	Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 2.....	76
Tableau 41	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon les coûts d'investissement pour le scénario 2 .....	77
Tableau 42	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour scénario 2 .....	78
Tableau 43	Recettes analysées pour le scénario 3.....	84
Tableau 44	Quantité de biogaz produit par la recette S3.3 .....	85
Tableau 45	Caractéristique du biogaz .....	85
Tableau 46	Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 3 .....	86
Tableau 47	Caractéristiques de la recette S3.3 (volume et charge en éléments fertilisants ....	87
Tableau 48	Caractéristiques du digestat de la recette S3.3 <sup>a</sup> .....	88
Tableau 49	Frais des investissements totaux - scénario 3.....	90
Tableau 50	Budget partiel du scénario 3 .....	92
Tableau 51	Frais opérationnels annuels du scénario 3 .....	93
Tableau 52	Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 3.....	94
Tableau 53	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon les coûts d'investissement pour le scénario 3. ....	95
Tableau 54	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour scénario 3.....	95
Tableau 55	Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne.....	96
Tableau 56	Frais des investissements totaux pour l'unité de cogénération du scénario 3.....	97

## Liste des figures

Figure 1	Processus de la méthanisation .....	8
Figure 2	Différents types de digesteurs .....	12
Figure 3	Schéma d'écoulement du scénario 1.....	38
Figure 4	Schéma d'écoulement du scénario 2.....	66
Figure 5	Plan aérien du scénario 3 .....	81
Figure 6	Schéma d'écoulement du scénario 3.....	82



## Résumé

Le but du présent projet consistait à développer un cadre d'analyse technico-économique adapté aux conditions des producteurs porcins québécois afin de vérifier l'intérêt de produire du biogaz à la ferme. Des outils d'aide à la décision existants ont été recensés et analysés afin d'en retirer les forces de chacun et de développer un cadre d'analyse complet tenant compte des aspects importants à considérer, soit : technique, agronomique, environnemental et économique. Trois scénarios ont été élaborés et analysés afin de valider et de bonifier le cadre d'analyse proposé. Ces dernières analyses ont permis de mieux situer la méthanisation à la ferme dans les conditions québécoises.

Pour les trois scénarios, les coûts en investissement et les coûts d'opération se sont avérés élevés par rapport aux revenus apportés par le biogaz, et ce, malgré une aide financière gouvernementale importante pour les investissements admissibles. L'analyse des scénarios a démontré que seul le scénario 1 était rentable considérant que des redevances à l'entrée de certains intrants engendraient un revenu annuel supplémentaire important.

Pour la filière thermique, dans les conditions du Québec, le défi est de produire du biogaz à un prix moindre que le gaz naturel (0,46 \$/m<sup>3</sup>, 100 % méthane) alors que le meilleur scénario (soit le scénario 1) de la présente étude montre un coût de production de 0,97 \$/m<sup>3</sup> de biogaz en équivalent méthane. Par contre, certains revenus, autres que la vente de biogaz, peuvent améliorer la rentabilité des scénarios. Quant à la filière électrique, le défi est de produire de l'électricité à un prix moindre de 0,0746 \$/kWh (Hydro-Québec, 2010) lorsqu'utilisé directement à la ferme ou espérer 0,112 \$/kWh dans le cas où elle peut être revendue sur le réseau électrique par appel d'offres auprès d'Hydro-Québec. Ces prix du marché sont inférieurs au coût de production de l'électricité du scénario le plus réaliste, soit 0,46 \$/kWh.

Dans les conditions posées dans les scénarios 1 et 3, l'unité de cogénération (production d'électricité) n'est pas rentable si l'unité de méthanisation lui vend le biogaz à son prix de vente (0,24 \$/m<sup>3</sup> pour le scénario 1 et 0,83 \$/m<sup>3</sup> pour le scénario 3) afin d'avoir un délai de récupération de moins de cinq ans. À ce prix, l'unité de cogénération devra vendre son électricité produite à un prix élevé (0,21 \$/kWh pour le scénario 1 et 0,54 \$/kWh pour le scénario 3). Or, l'unité de cogénération, pour vendre l'électricité produite à un prix raisonnable (environ 0,12 \$/kWh) qui lui permettrait un délai de récupération de cinq ans, devrait payer le biogaz environ 0,05 \$/m<sup>3</sup> pour le scénario 1 ou le recevoir gratuitement pour le scénario 3.

La présente étude a permis de démontrer que le coût de production du biogaz est élevé s'il est comparé au prix de vente du gaz naturel. Pour réduire ce coût, il est primordial, selon les scénarios, de récolter des revenus importants provenant de redevances d'intrants externes qui seront incorporés au digesteur.

Les conditions actuelles du prix de l'énergie font en sorte que l'implantation de systèmes de méthanisation sur les fermes porcines au Québec soit difficilement rentable pour le moment. Par contre, si les incitatifs financiers sur le rachat de l'énergie étaient semblables à ceux de l'Allemagne, ces types de projet pourraient devenir rentables selon un délai de récupération économique acceptable.



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte et problématique

La méthanisation a été utilisée dès le début de la civilisation (RENTEC, 2004), mais c'est vers 1630 que Van Lemond découvre que la fermentation de matière organique dégage du gaz inflammable. En 1808, l'anglais Sir Humphrey Davy expérimente la fermentation du fumier en produisant du biogaz et identifie le méthane comme un des gaz présents. Dans les années 1930, Buswell a identifié les mécanismes biologiques du processus de méthanisation et a fait des expérimentations sur la digestion des fumiers en combinaison avec d'autres types de déchets organiques (Solagro *et al.*, 2004).

Les développements modernes de la méthanisation sont issus des travaux d'Imhoff sur les boues urbaines et de Ducellier sur les rejets d'élevages (Frederic, 2005). À la fin de la deuxième guerre mondiale, la méthanisation devient populaire en France, une quarantaine de digesteurs de petites tailles alimentés de lisier et de boues septiques y étaient opérés (Wellinger, 1999).

En Europe, c'est vers les années 1970 que différents procédés sont mis au point pour traiter les déchets et les effluents organiques. La méthanisation est devenue compétitive avec des procédés concurrents lorsque la charge en matière biodégradable exprimée par la DCO (demande chimique en oxygène) est suffisamment élevée. Au Québec, l'intérêt pour la méthanisation a vu le jour au cours des années 1990 lorsque les problèmes de gestion des surplus d'effluents d'élevage et de cohabitation en milieu rural devenaient de plus en plus importants, plus particulièrement dans le secteur porcin (CRAAQ, 2008). Par contre, la méthanisation ne résout pas les problèmes de surplus, même s'il peut exister des synergies de couplage entre méthanisation et procédés de « traitement » des effluents.

En Chine, en Inde et en Asie du Sud-Est, des installations simplifiées dites digesteurs familiaux ont été développées pour assurer une production d'énergie autonome. Ces digesteurs familiaux sont capables de traiter de petits volumes permettant d'alimenter des maisons en biogaz.

Notamment en Chine, quatre à six millions de digesteurs familiaux fonctionnent principalement à partir de rejets d'élevage (Wellinger, 1999; Camirand, 2007). La production du biogaz sert pour la cuisson des repas, pour l'éclairage et pour la stérilisation du fumier des animaux. Environ dix millions de ce type de digesteur sont retrouvés en Asie (Solagro *et al.*, 2004; Camirand, 2007). En Inde par exemple, il y a plus de 100 000 unités (Camirand, 2007). En Allemagne par contre, les technologies sont beaucoup plus avancées. Depuis 2005, des nouveaux digesteurs traitent les déjections animales en codigestion avec des cultures énergétiques (Perrault, 2007). En 2006, il y avait près de 3 000 unités en fonctionnement en Allemagne (Levasseur, 2006). Deux ans plus tard, ce chiffre montait à 4 000 unités (CRAAQ, 2008). Actuellement au États-Unis, plus d'une centaine de digesteurs sont en fonction pour traiter principalement les effluents d'élevage bovins laitiers (88 installations) et de porcs (16 installations) (CRAAQ, 2008). Le Canada compte dix unités de méthanisation en fonction sur des fermes et au Québec, deux fermes porcines ont des installations de méthanisation (CRAAQ, 2008). Les nouveaux digesteurs en agriculture utilisent les cultures énergétiques produites sur la ferme et non plus les déchets, visant ainsi une autonomie en approvisionnement en intrants pour les entreprises.

La production de biogaz à la ferme suscite un certain engouement de la part des gouvernements, des producteurs agricoles et des promoteurs de technologies permettant de produire de l'énergie à la ferme. D'ailleurs, dans le cadre d'un colloque s'intitulant « Journée de la méthanisation des engrais de ferme » réalisé en 2007 à Sainte-Julie au Québec, 57 % des participants – composés majoritairement d'intervenants du secteur agricole, de producteurs agricoles et de représentants gouvernementaux – ont répondu que la production de biogaz présente un avenir pour l'agriculture du Québec (Bérubé, 2007).

La hausse des prix du pétrole et les engagements des gouvernements au protocole de Kyoto ont poussé des pays tels que le Canada à promouvoir la production d'énergie à partir de ressources renouvelables, tout en cherchant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Ainsi, depuis les dernières années, les producteurs agricoles canadiens voient leurs factures énergétiques augmenter de manière importante. Par conséquent, cette hausse des frais énergétiques amène dans certains cas une augmentation des dépenses reliées aux engrais de ferme. Cela a pour effet, entre autres, d'augmenter le coût des céréales produites à la ferme tel le maïs utilisé en production animale.

Les producteurs de porcs ne font pas exception et subissent également les effets de la hausse des prix de l'énergie. Ces augmentations affectent la rentabilité des producteurs de porcs québécois. Avec de telles augmentations, il est aisé de comprendre l'intérêt des producteurs pour de nouvelles sources de production d'énergie. De plus, la production de biogaz à la ferme leur permettrait de diversifier leur source de revenus par la vente de gaz, d'électricité ou de chaleur considérant le contexte économique difficile actuel qui prévaut dans le secteur porcin. La production de biogaz à la ferme pourrait donc être un moyen pour les producteurs de porcs québécois d'améliorer leur marge de profit.

Il est évident qu'il y a des bénéfices environnementaux avec la méthanisation, toutefois il n'a pas encore été démontré que la méthanisation est économiquement viable dans le contexte du secteur agricole québécois, plus spécifiquement dans le secteur porcin.

Les producteurs porcins sont de plus en plus sollicités par les promoteurs pour l'installation de système de méthanisation à la ferme et ils disposent de peu de documentation pour les accompagner dans un processus décisionnel éclairé. Il en est de même pour les conseillers impliqués dans ces démarches. En effet, malgré l'existence de plusieurs outils tels logiciels ou outils d'analyse, aucun outil n'intègre l'ensemble des facettes comme les aspects techniques, économiques, énergétiques et comparatifs. Il s'avère très opportun de réaliser une étude objective afin de développer un cadre d'analyse adapté aux besoins du Québec. Ce cadre d'analyse permettra de mieux outiller les producteurs porcins et les conseillers lors du processus de prise de décision. Il est important de s'assurer que les producteurs et les conseillers aient à leur disposition un outil pouvant estimer la rentabilité de leur investissement tout en tenant compte du contexte technique, économique, environnemental et sociétal.

## 1.2 Objectif général

L'objectif général du présent projet est de développer et de valider un cadre d'analyse technico-économique adapté aux conditions des producteurs porcins du Québec tenant compte des exigences et références techniques, économiques, agronomiques et environnementales propres au secteur porcin québécois.

Le cadre d'analyse vise à aider un conseiller technico-économique dans son cheminement en vue d'informer un producteur de porc intéressé à la méthanisation. Cet outil présentera toutes les étapes amenant le producteur de porc à prendre une décision en prévoyant les questionnements et besoins en information du producteur en cours de processus décisionnel.

## 1.3 Objectifs spécifiques

Afin d'atteindre l'objectif général énoncé dans le paragraphe ci-dessus, la réalisation des objectifs spécifiques suivants sera requise :

- Recenser les différentes méthodes et/ou outils d'évaluation qui existent à travers le monde en mettant l'accent sur le Canada et le Québec;
- Développer une grille d'analyse structurée afin d'évaluer les différentes méthodes et/ou outils d'évaluation;
- Établir les forces et faiblesses des différentes méthodes et/ou outils recensés;
- Identifier les informations et les outils et acquérir les références technico-économiques dont les conseillers sur le terrain et les producteurs de porcs auront besoin pour prendre des décisions;
- Construire un cadre d'analyse intégré qui prendra en compte tous les aspects techniques, économiques, agronomiques, environnementales et climatologiques pertinents pouvant influencer la prise de décision des producteurs porcins;
- Établir les différents moyens de valoriser le ou les sous-produits issus du procédé de méthanisation et en évaluer les impacts sur les plans technico-économique, agronomique et environnemental;
- Identifier des situations en élevage permettant une valorisation optimale de l'énergie thermique;
- Établir différents scénarios représentatifs basés sur les résultats des objectifs précédents;
- Valider le cadre d'analyse global à l'aide de scénarios;
- Établir « sur papier » toutes les modalités de calcul des différents scénarios;
- Recenser des solutions qui permettraient d'optimiser le fonctionnement de ces systèmes;
- Évaluer l'impact technico-économique lié à l'optimisation du procédé de production de biogaz sur les fermes et analyser les différents débouchés pour le méthane;
- Établir un coût de revient pour produire de l'énergie à la ferme à l'aide du biogaz (thermique et électrique) basé sur les scénarios présentés;
- Réaliser une analyse du risque préliminaire liée à l'implantation à la ferme de tels systèmes;
- Donner un avis d'experts sur les opportunités de la production de biogaz à la ferme dans le contexte de la production porcine québécoise.

## 2 Méthodologie

### 2.1 Revue de littérature et recherche d'outils d'aide à la décision

Tout d'abord, une recherche d'information dans la littérature et sur Internet a permis de recenser diverses informations concernant divers aspects de la méthanisation à la ferme (technique, agronomique, environnemental et économique). Également, une recherche sur le Web a été effectuée afin de dénicher des outils d'aide à la décision disponibles tant dans la langue française qu'anglaise. Pascal Levasseur, ingénieur à l'IFIP-Institut du porc en France, a été sollicité afin de faire le recensement et l'analyse de certains utilitaires européens. Des utilitaires connus au Québec tels MATTEUS (version 5, développé par Hydro-Québec) et RETScreen (développé par Ressources naturelles Canada) ont été analysés. Les intervenants et partenaires du projet ont ensuite été consultés afin d'obtenir leurs opinions sur les différents outils.

#### 2.1.1 Élaboration d'une grille d'analyse pour évaluer les outils d'aide à la décision

À la suite des recherches mentionnées ci-haut, une rencontre de l'équipe de réalisation a permis d'analyser les différents outils disponibles selon des critères préalablement définis par un comité restreint d'experts. Une grille d'analyse structurée a été développée par le comité restreint afin d'évaluer les différents outils d'aide à la décision et fut proposée à un comité d'experts (tableau 1) dans le but d'être commentée et bonifiée.

**Tableau 1** Comité du projet

Nom	Organisation
Marie-Aude Ricard*	Centre de développement du porc du Québec
Véronique Drolet*	Centre de développement du porc du Québec
Aïcha Coulibaly*	Centre de développement du porc du Québec
Claude B. Laflamme	Hydro-Québec - Institut de recherche LTE
Françoise Forcier	Solinov
Marie-Pier Lachance	Centre de développement du porc du Québec
Claude Charest*	Fertior - Division traitement
Frédéric Pelletier	Institut de recherche et de développement en agroenvironnement
Pascal Levasseur*	IFIP - Institut du porc
Francis Pouliot*	Centre de développement du porc du Québec
Yvonne Richard*	Centre de développement du porc du Québec
Alain Lavoie	Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation
Maxime Alexandre	Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation
Benoit Turgeon	Centre de développement du porc du Québec
Stéphane Godbout	Institut de recherche et de développement en agroenvironnement
Stéphane Lemay	Institut de recherche et de développement en agroenvironnement

\* Membres du comité expert restreint

Les outils ont été analysés selon différents critères de la grille d'analyse :

- Critères techniques
  - Quantité et caractéristiques de lisier produit
  - Quantité et caractéristiques des intrants et extrants
  - Choix des équipements
  - Quantité et caractéristiques du biogaz produit
  - etc.
- Critères économiques
  - Coûts (investissement, opérations, entretien et réparation, etc.)
  - Revenus (subventions, crédit carbone, diminution de la consommation de propane/électricité)
  - Délai de récupération
  - Taux de rentabilité interne (TRI)
  - Etc.
- Critères agronomiques
  - Caractérisation du digestat (extrait)
  - Recommandations agronomiques pour la valorisation du digestat par épandage

Trois autres sections « Risques », « Général » et « Références » y sont aussi considérées afin de procéder à une analyse complète des outils.

La grille d'analyse présente aussi une section de commentaires généraux et une section « Autres » (éléments omis dans la grille), ce qui permettait à l'évaluateur de commenter les méthodes et outils analysés et d'ajouter certains aspects omis, ceci dans le but de bonifier cette grille.

À la suite de ce processus, certains outils ont été retirés considérant leur contenu peu élaboré. Les critères de rejet étaient principalement : l'incapacité de modifier les paramètres importants pour s'adapter à différentes situations et les utilitaires proposant des analyses de base incomplètes. La grille d'analyse est disponible sur demande au Centre de développement du porc du Québec.

## 2.1.2 Outils analysés

Les outils qui ont été retenus pour l'analyse complète sont :

- MATTEUS, version 5 (Hydro-Québec)
- FarmWare (AgSTAR, aux États-Unis)
- Sainte-Anne de Prescott (Ontario)
- RETScreen (Ressources naturelles Canada)

L'utilitaire METHASIM développé en France a aussi été analysé. Par contre, étant donné les échéances du projet, cet outil ne sera pas présenté dans le présent rapport.

## 2.2 Élaboration d'un cadre d'analyse et avis d'un comité expert

À la suite de l'analyse des différents outils disponibles, un cadre d'analyse structuré et plus complet a été élaboré. Une première proposition du cadre d'analyse a été réalisée par un comité restreint pour être présentée, validée et bonifiée par le comité d'experts par la suite. Après avoir intégré les commentaires et suggestions du comité d'experts, le cadre d'analyse fut validé et bonifié à nouveau en l'utilisant dans l'analyse de trois scénarios représentatifs du secteur porcin québécois.

### 2.2.1 Élaboration de scénarios pour tester le cadre d'analyse

Au départ, trois scénarios de base ont été élaborés dans le but de valider le cadre d'analyse proposé. Il est à noter que chacun des scénarios possède ses propres particularités :

- Le scénario 1 inclut un méthaniseur ayant une capacité d'une unité collective. Il implique une meunerie de la région de la Montérégie qui a pour objectif de remplacer l'utilisation du gaz naturel par du biogaz produit à la ferme à partir de différents intrants dont le lisier de porc, dans le but de chauffer la chaudière servant dans le processus de fabrication de la moulée ou pour produire de l'électricité par cogénération. Des intrants méthanogènes tels les boues d'abattoir, les résidus de moulée et les résidus de criblures sont disponibles à proximité. Le site de méthanisation est à environ 3,5 km du site d'utilisation du biogaz.
- Le scénario 2 traite approximativement les mêmes quantités que le scénario 1, mais la différence se trouve au niveau des intrants et du transport. En effet, les sources d'intrants sont plus éloignées. Le lisier étant l'intrant principal, des résidus de culture, du fumier de poulet et des carcasses d'animaux sont ajoutés au mélange. Ce scénario n'inclut pas de boues d'abattoir, ce qui entraîne une production de biogaz inférieure au premier scénario. L'énergie sera entièrement utilisée par la chaudière de la meunerie située dans la région de Lanaudière. Le méthaniseur sera situé sur le même site que la meunerie.
- Le scénario 3 implique un naisseur-finisser localisé dans la région de la Beauce. Contrairement aux deux autres scénarios, celui-ci n'implique pas d'utilisation de l'énergie par une meunerie. Les quantités à traiter sont inférieures aux deux scénarios précédents et les sources d'intrants sont différentes. Le lisier étant l'intrant principal, des résidus de culture et des résidus alimentaires provenant du secteur municipal y sont ajoutés, ce qui permettra d'explorer cette avenue d'approvisionnement. L'énergie produite sera utilisée pour le chauffage des bâtiments ou l'alimentation d'une génératrice.

Les différences des trois scénarios se distinguent surtout par les quantités et sources d'intrants ainsi que par l'utilisation de l'énergie produite.

### 3 Revue de littérature

#### 3.1 Processus de la méthanisation

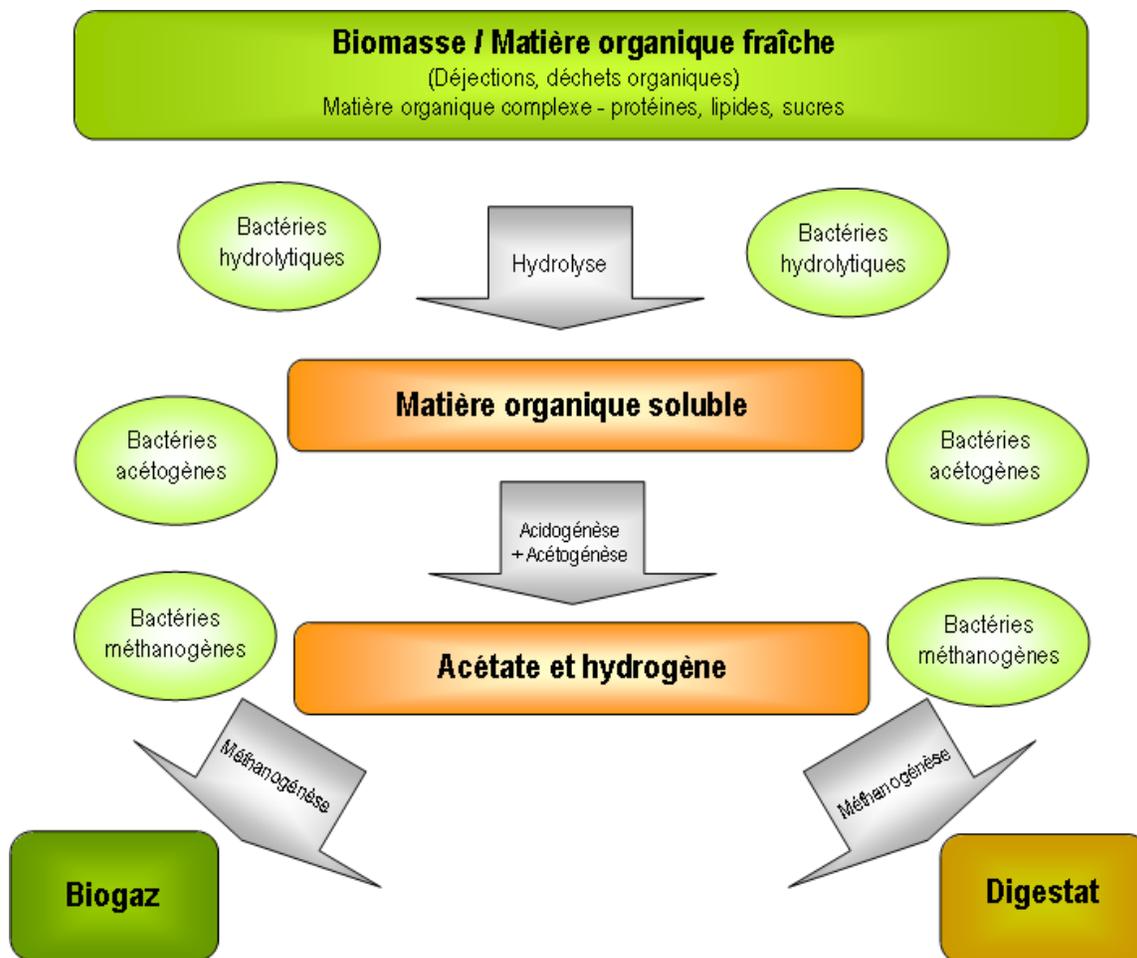
La méthanisation est un processus biologique qui décompose ou dégrade la matière organique par des microorganismes dans un milieu fermé dépourvu d'oxygène. Cette réaction entraîne la production de biogaz à partir du carbone supplémentaire contenu dans la matière organique. Ces bactéries anaérobies sont déjà présentes dans les déjections animales, cependant il est conseillé d'y ajouter une source de carbone comme des végétaux (exemple : résidus de culture) (Solagro, 2005). Dans un méthaniseur (cuve fermée en acier ou en béton, étanche à l'air et isolée), les populations bactériennes présentes sont mobilisées de manière sélective dans une série de réactions qui conduisent à la production de méthane (Frédéric, 2005).

Il existe deux grandes familles de techniques de méthanisation, soit liquide et sèche. La première représente plus de 90 à 95 % des installations en Europe et est donc mieux connue et mieux référencée.

La dégradation de la matière organique s'effectue en quatre opérations successives : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse (Burton et Turner, 2003; Solagro, 2005; Jenson et Xiaomei, 2007; Bio-Terre Systems inc., 2010). La figure 1 présente de façon simplifiée les différentes étapes du processus de méthanisation. L'hydrolyse est la transformation des molécules complexes (protéines, lipides, sucres) de la matière organique en molécules plus simples et solubles (acides aminés, glycérol, acides gras). La fermentation ou l'acidogénèse est la transformation de la matière organique hydrolysée en acides organiques (alcools, hydrogène, CO<sub>2</sub>). L'acétogénèse est la transformation des acides organiques en acétate, hydrogène et CO<sub>2</sub>. Enfin, la méthanogénèse est l'étape au cours de laquelle il y a production du méthane. Au cours de sa production, le méthane (50 à 65 %) est mélangé à du gaz carbonique (35 à 45 %) et d'autres gaz en petites quantités (Görish et Helm, 2006). Ce mélange est appelé le biogaz.

Le méthane est un constituant du gaz naturel (teneur de d'environ 97 % de méthane) (Camirand, 2007) et appartient à la catégorie des gaz à effet de serre. Les scientifiques ont reconnu que les gaz à effet de serre s'accumulent dans l'atmosphère en raison d'activités humaines (Massé *et al.*, 2003). L'importance de limiter l'émission de méthane dans l'atmosphère réside dans le fait que le méthane est 25 fois plus nocif que le gaz carbonique lorsqu'il est relâché dans l'atmosphère (Énergie Plus, 2000). Lorsque le biogaz est utilisé comme source d'énergie, la méthanisation permettrait de diminuer les émissions de méthane et aussi de participer à l'assainissement et à la protection de l'environnement. Toutefois, la méthanisation est aussi un processus qui se produit naturellement dans les rizières, les marais, les décharges municipales, le rumen de bovins ou les termites (Camirand, 2007; Aqua-Energie Belgium, s.d).

Pour maximiser l'efficacité de ces réactions, la matière organique à fermenter est placée à l'intérieur d'un grand réservoir fermé en condition anaérobie, généralement chauffé, brassé et en absence de lumière (communément appelé biodigesteur, digesteur ou méthaniseur) (Aile *et al.*, 2006). Durant le processus de la méthanisation, 30 à 60 % de la matière solide digestible est convertie en biogaz (AD-Nett, 2005). Les objectifs d'une technologie de méthanisation sont de maximiser la conversion du carbone et de produire une quantité optimum de biogaz provenant de la matière organique (RENTEC, 2004; Bio-Terre Systems inc., 2004).



**Figure 1**      **Processus de la méthanisation**

Adapté du site : [http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/methanisation\\_schema.html](http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/methanisation_schema.html), consulté le 16 juin 2009.

Les installations de méthanisation à la ferme sont bien adaptées au lisier. Dans le cas de la méthanisation en phase liquide, la teneur en matière sèche (MS ou siccité) du mélange dans le méthaniseur devrait être au maximum de 12 à 14 % (Levasseur, 2006) ou entre 4 à 12 % (DeBruyn et Hilborn, 2004) afin que le digestat puisse demeurer pompable (voir tableau 2 pour un aperçu du pourcentage en matières sèches de certains substrats). Malgré leur faible potentiel méthanogène, les lisiers apportent des populations bactériennes nécessaires au processus de méthanisation dans le digesteur (Aile *et al.*, 2006).

Le mélange d'intrants peut avoir une siccité de 20% et même jusqu'à 25% à son entrée dans le méthaniseur. Il y a phénomène de liquéfaction durant la méthanisation (réduction de la matière sèche) permettant d'obtenir un produit pouvant être pompé à la sortie (entre 12 à 14% de MS) même si le mélange est à 20 % de MS à son entrée.

Les fumiers solides sont également intéressants pour la méthanisation; toutefois, leur aspect solide les rend plus difficiles à manipuler que le lisier et l'ajout d'eau est nécessaire sauf s'il est question de la méthanisation en phase solide. Par contre, si le mélange d'intrants est trop liquide, il n'y aura pas assez de matière organique. C'est le cas des lisiers de porc : intrants trop

peu méthanogènes; il faut donc augmenter le taux de matière organique digestible afin de favoriser la rentabilité de l'unité de méthanisation tout en veillant à conserver un produit apte au pompage. Si des matières organiques externes (déchets agroalimentaires) à l'exploitation agricole sont utilisées comme substrat, il peut être nécessaire d'obtenir des autorisations pour respecter les normes environnementales et sanitaires (DeBruyn et Hilborn, 2004). Ainsi, en Europe, pour certains sous-produits animaux, l'exploitation devra réaliser un prétraitement thermique (à plus de 70°C pendant plus d'une heure) avant de les introduire dans le digesteur; la réglementation devient plus contraignante en raison des précautions sanitaires (réglementation européenne n°1774/2002) (Gérard, 2006).

**Tableau 2 Pourcentage en matière sèche (M.S.) de différents intrants issus d'élevage**

<b>Substrat</b>	<b>% M.S.</b>
Porcs	5
Bovins	10
Poulets	25

*Adapté de Krinkels, 2004*

### 3.2 Conditions d'opération des digesteurs

#### 3.2.1 Type de digesteurs et températures d'opération

La température agit sur la vitesse de décomposition de la matière : plus la température du biodigesteur est élevée, plus les processus biologiques de méthanisation seront rapides (Görish et Helm, 2006). Une façon courante de classer les digesteurs anaérobies est de les catégoriser selon la température de fonctionnement du système. La méthanisation peut opérer sous trois régimes de température : le système thermophile (60°C), le système mésophile (38°C) et le système psychrophile (20°C) (Solagro, 2005). Selon différents auteurs, la température pour chaque régime diffère pour chaque système de digesteur anaérobie tel que présenté au tableau 3.

**Tableau 3 Température d'opération pour chaque type de digesteurs selon les auteurs**

<b>Système de digesteur</b>	<b>Burton et Turner, 2003</b>	<b>Wellinger, 1999</b>	<b>Bio-Terre Systèmes inc., 2010</b>	<b>RENTEC, 2004</b>	<b>Krinkels 2004</b>
Thermophile	40 à 60 °C	49 à 60 °C	60 °C	52 à 55 °C	55°C
Mésophile	20 à 40 °C	25 à 35 °C	35 à 45 °C	25 à 40 °C	24 à 40°C
Psychrophile	10 à 20 °C	10 à 25 °C	5 à 25 °C	< 25 °C	-

#### 3.2.2 Conditions thermophiles

La haute température d'opération du système thermophile accélère la dégradation de la matière digestible par les microorganismes et conduit à la production d'une grande quantité de biogaz. Il peut générer 10 % plus de biogaz que le système mésophile (Krinkels, 2004). Le temps de rétention du substrat dans le digesteur est 16 à 18 jours avec une température de 55°C (Krinkels, 2004), ainsi, la taille du digesteur peut être réduite. Par contre, les parois du digesteur doivent être bien isolées pour éviter les pertes de chaleur dans l'environnement, en particulier

dans les climats froids. Évidemment, dans les climats froids, plus d'énergie thermique est requise pour maintenir la température de fonctionnement élevée durant la digestion. De plus, le système thermophile est sensible à des changements soudains comme des variations de température. Ainsi, une variation de 1°C ou une légère variation de la composition du lisier peut être létale pour les bactéries (Krinkels, 2004). Considérant sa température élevée, le digesteur thermophile élimine plus efficacement les organismes pathogènes (réduction de 4 log des virus) qu'en mésophilie ou qu'en psychrophilie (Burton et Turner, 2003).

### **3.2.3 Conditions mésophiles**

Le système mésophile opère à des températures plus basses que le système thermophile parce que les microorganismes sont différents et plus lents à dégrader la matière organique. Le temps de rétention du substrat dans le digesteur est de 25 à 32 jours avec une température située entre 24 et 40°C (Krinkels, 2004). Le système mésophile est plus tolérant aux variations de température que le système thermophile. Ce système convient particulièrement à la méthanisation en milieu agricole et il est largement utilisé en Europe, notamment en Allemagne (Levasseur, 2006). Par contre, un processus de méthanisation en conditions mésophiles n'a pas plus d'effet d'hygiénisation qu'un simple stockage (soit une réduction des virus de 1 à 2 log) tout au plus, contrairement au processus thermophile (réduction des virus de 4 log).

### **3.2.4 Conditions psychrophiles**

Le système psychrophile est très stable et facile à opérer. Ce système semble être un succès sous les conditions climatiques du Canada comparé à des systèmes mésophile ou thermophile (Massé *et al.*, 1996). Peu de recherches ont été faites sous ce régime de température (Burton et Turner, 2003; Massé *et al.*, 2003). Les rendements obtenus en termes de production de biogaz et d'élimination d'agents pathogènes sont moins efficaces que les autres systèmes. Ce système requiert un volume de digesteur plus grand que les autres systèmes.

### **3.2.5 Modes d'alimentation**

#### **3.2.5.1 Batch (discontinu)**

Le mode d'alimentation en *batch* consiste à remplir le digesteur avec les substrats à traiter et à laisser digérer. Dans ce cas-ci, le temps de rétention est fonction de la température dans le digesteur (Tchouate Héteu et Martin, 2003). Plus la température est élevée, moins le temps de rétention hydraulique sera long. Le temps de rétention hydraulique représente la durée pendant laquelle le substrat réside à l'intérieur du digesteur (Burton et Turner, 2003). Plus le taux de dégradation est bas, plus le temps de travail des bactéries est long et plus le temps de rétention sera grand (Burton et Turner, 2003).

À la suite de la digestion, le digestat est évacué en partie afin de conserver la flore bactérienne et le processus peut recommencer avec l'entrée d'un nouveau substrat auquel sera ajouté 10 % du volume total d'un substrat digéré (Burton et Turner, 2003). Ce système, d'une très grande simplicité technique, est approprié pour traiter les déchets solides tels les fumiers ou les résidus agricoles. Par contre, le biogaz n'est pas produit de façon régulière. Au début du processus, la production de biogaz est lente et elle s'accélère par la suite pour atteindre un taux maximal de production au milieu du processus de dégradation et chute en fin de cycle (Tchouate Héteu et Martin, 2003) pour atteindre un niveau stable d'environ la moitié de la production maximum rencontrée préalablement (Burton et Turner, 2003). Compte tenu de cette cinétique de production, les applications pratiques nécessitent l'installation de 4 à 5 dispositifs fonctionnant en alternance. Le recouvrement des pointes de production permet un fonctionnement en continu d'une chaudière ou d'un cogénérateur.

### 3.2.5.2 Continu

Dans le cas d'un digesteur dont le mode d'alimentation est continu, le substrat est introduit continuellement et digéré pour ensuite être évacué sous forme de digestat. Ce digestat est évacué lors de l'entrée de nouveaux intrants. Ce type de système est avantageux pour les installations de grande taille. Les principaux types de digesteurs en continu sont le système à cuve verticale, le système à cuve horizontale et le système à cuves multiples (Tchouate Héteu et Martin, 2003). Les installations de méthanisation en milieu agricole fonctionnent généralement en mode continu (Burton et Turner, 2003; Aqua-Energie Belgium, s.d.).

### 3.2.5.3 Semi-continu

Le mode d'alimentation en semi-continu est en fait une combinaison des modes *batch* et continu. Il est donc possible de retirer les avantages des deux systèmes (Tchouate Héteu et Martin, 2003). La digestion en mode semi-continu a lieu directement dans le réservoir d'entreposage du lisier de l'exploitation. Dans ce cas, le digesteur n'est jamais totalement vide et l'intervalle d'alimentation du substrat n'est pas régulier. Le flux du substrat frais tend à suivre la quantité produite par les animaux de la ferme. La même fosse d'entreposage sert pour le digestat. Par la suite, le lisier digéré ou le lisier mature est repris pour l'épandage selon les besoins pour la fertilisation des cultures.

### 3.2.6 Type de digesteurs et classification

Le type de digesteur utilisé dépend du substrat à traiter. Il existe plusieurs types de digesteurs disponibles sur le marché dont les principaux sont : les digesteurs-fosse, les digesteurs silos, et les digesteurs horizontaux (figure 2) (Solagro, 2005). Les digesteurs-fosse sont des fosses à lisier classiques en béton, couvertes par une membrane étanche et thermiquement isolante (Solagro, 2005). Les digesteurs silos sont des réservoirs verticaux en acier ou en béton et les digesteurs horizontaux sont en acier (Solagro, 2005). Les digesteurs-lagunes sont des réservoirs étanches construits dans le sol pour entreposer le lisier des animaux (Environmental Protection Agency (EPA), 2002).

Le choix du digesteur varie en fonction du type d'intrant à traiter et de l'application visée. Les digesteurs peuvent être classés selon :

- Le mode d'alimentation (*batch*, continu et semi-continu)
- Le type de substrat (solide, semi-solide et liquide)
- Le nombre d'étapes (mono-étape et bi-étape)



Solagro

A



Bio-Terre Systems inc.

B



Solagro

C

**Figure 2** Différents types de digesteurs

- A) Les digesteurs horizontaux : en acier (Solagro, 2005).  
B) Les digesteurs silos : cuves verticales, en acier ou en béton (Bio-Terre Systems inc.).  
C) Les digesteurs-fosse : fosses à lisier classiques, couvertes par une membrane étanche et thermiquement isolante (Solagro, 2005).

### 3.2.7 Intrants

L'intrant intéressant en agriculture est sans doute le lisier de porc dont la gestion cause problème de façon générale. Il n'est par contre pas très intéressant lorsqu'utilisé en méthanisation, car il est trop peu méthanogène (moins de 15 m<sup>3</sup> de biogaz/tonne de lisier). Lorsque le lisier est retrouvé en trop grande quantité, cela implique un coût d'investissement du digesteur très élevé en termes de capacité. À ce lisier peuvent être ajoutés d'autres intrants intéressants tels les fumiers d'autres productions (ex : bœufs), les résidus de meunerie, les résidus de culture, les déchets municipaux, etc. Il existe ainsi plusieurs centaines de déchets et produits organiques pouvant être méthanisés. Le lisier seul ne représente pas un bon potentiel méthanogène, toutefois, la flore bactérienne indigène le rend intéressant pour la constitution de mélange (pouvoir tampon du lisier, intéressant pour limiter des variations de pH), des cosubstrats afin d'optimiser la production de biogaz. De plus, étant donné sa teneur en eau élevée ainsi qu'un déséquilibre en nutriments (rapport C/N réduit), l'emploi de cosubstrats tels que les graisses (tableau 4) permet d'optimiser la production de méthane.

**Tableau 4 Potentiel méthanogène de différentes sources de matière organique**

Source de matière organique	Potentiel méthanogène m <sup>3</sup> biogaz/ tonne brut
Lisier de bovins	13 à 32
Lisier de porcs	16 à 23
Fumier de volailles	61 à 112
Ensilage de foin	145
Ensilage de blé	162
Ensilage de maïs	197
Déchets domestiques	126
Gras	238

Source : Fischer, 2007

Le lisier de porc produirait plutôt entre 5 et 25 m<sup>3</sup> de biogaz par tonne avec une moyenne d'environ 15 m<sup>3</sup> de biogaz par tonne. Le potentiel méthanogène des intrants sont très variables d'un auteur à l'autre.

Différentes matières organiques, dont la provenance est variée (industries agroalimentaires, municipalités et restaurateurs), peuvent être introduites à l'intérieur du digesteur. Par exemple, les résidus issus de la tonte de gazon, les carcasses d'animaux morts, les déchets d'abattoir et l'huile de friture peuvent être retrouvées à l'intérieur du digesteur. Les matières lignifiées (bois, branches d'arbres et tailles d'arbustes) ne sont pas aptes à être digérées par les bactéries, il faut donc éviter de les mettre dans le digesteur. Il faut également éviter d'introduire des produits inorganiques (sable, verre, plastique), car ils risquent de provoquer des perturbations comme l'apparition de mousse au-dessus du digestat et surtout risquent de combler le fond des digesteurs. De plus, les matières contenant des substances dangereuses telles que les métaux lourds, les polluants organiques et les substances comme les antibiotiques risquent à la fois de perturber le processus de fermentation et d'altérer la qualité du digestat (Aile *et al.*, 2006).

Selon les exploitants allemands, la diversité des sources d'intrants permet d'équilibrer les apports au digesteur ainsi que les besoins alimentaires des différentes populations bactériennes intervenant dans le processus de la méthanisation. Les graisses sont donc intéressantes, car elles sont particulièrement méthanogènes, mais distribuées en excès, elles peuvent acidifier le pH et bloquer la méthanisation (Levasseur, 2006).

Outre la diversité des intrants, il y a certains facteurs limitatifs à respecter afin d'obtenir un bon mélange :

### **Le pH**

Le pH est, dans la plupart des cas, autorégulé dans le digesteur avec des valeurs optimales situées entre 6,8 et 7,4 (Damien, 2002, cité par Tchouate Héteu et Martin, 2003). Si le pH diminue en dessous de 6,2, le milieu a un effet toxique sur les microorganismes méthanogènes (choc acide) (Tchouate Héteu et Martin, 2003). Par contre, un pH élevé (choc basique) favorise la formation d'ammoniac (toxique) au détriment de l'ion ammonium ( $\text{NH}_4^+$ , moins toxique), ce qui accentue la toxicité de l'azote.

### **La siccité**

La siccité du mélange ne devrait pas dépasser 14 % ( $0,14 t_{ms}/t_{mh}$ ) (Levasseur, P., 2009, communication personnelle). Selon Laflamme (2008), cette limite serait plutôt de 12 %. Cette limite approximative est maximale pour une opération adéquate du digesteur. Si la siccité est supérieure à 12 %, il peut être nécessaire d'ajouter de l'eau de dilution dans le but de ramener la siccité du mélange à une valeur de 12 %. C'est d'abord une question de viscosité des boues, mais aussi une limite au-delà de laquelle la toxicité de l'ammoniac devient chronique. Il faut noter qu'un mélange ayant une siccité élevée devient difficile à pomper. Par opposition, si le mélange est trop dilué, des réservoirs plus grands seront nécessaires et cela entraînera des coûts d'infrastructures plus élevés.

### **L'azote**

Le processus biologique dans un digesteur peut être inhibé par d'importantes concentrations en  $\text{NH}_4$  ou  $\text{NH}_3$ . En effet, l'ammoniac est rapidement formé dans un digesteur et peut alors agir comme un potentiel inhibiteur (Burton et Turner, 2003). Plusieurs sources mentionnent que la forme libre ( $\text{NH}_3$ ) est l'inhibiteur plutôt que l'ammonium ( $\text{NH}_4^+$ ) (Burton et Turner, 2003). L'azote posera problème si la teneur en azote ammoniacal dépasse la limite supérieure acceptable de 3 g/L (limite toxique) (ou 1,5 g/L à un pH supérieur à environ 7,5 (Görish et Helm, 2006). Pour respecter ce critère, la solution sera de diluer suffisamment l'intrant (avec de l'eau) avant la digestion et de contrôler le pH.

Par contre, plutôt que de mettre de l'eau (ce qui entraîne une baisse du pouvoir méthanogène du mélange), rajouter des intrants pauvre en N (paille, culture énergétique), soit la plupart des produits organiques autres que les déjections animales, mais procurant du pouvoir méthanogène. Le cas échéant, la part des lisiers est réduite, ceux-ci étant trop souvent peu intéressants sur le plan de leur pouvoir méthanogène. Ainsi, beaucoup d'unités allemandes n'utilisent des lisiers que pour rester en phase liquide et parfois favoriser la recirculation de digestat.

### **Le rapport C/N (carbone/azote)**

Les concentrations en carbone et azote déterminent la performance d'un processus de digestion anaérobie et sont habituellement un facteur limitatif de grande importance (Hilkiah Igoni *et al.*, 2008). Le carbone est la source d'énergie des microorganismes tandis que l'azote favorise la croissance de ceux-ci (Hilkiah Igoni *et al.*, 2008). Tel que mentionné par Hilkiah Igoni *et al.*, (2008), si l'apport en azote est limitatif, la croissance des populations microbiennes ne sera pas favorisée et le temps de décomposition du carbone disponible sera plus long. Il a été démontré qu'en processus de digestion, les bactéries utilisent le carbone de 30 à 35 fois plus rapidement que le taux auquel elles convertissent l'azote (Hilkiah Igoni *et al.*, 2008). Hilkiah Igoni *et al.*, (2008), mentionne que le rapport C/N optimal devrait être de 30/1 tandis que le U.S. Department of Energy (2008), mentionne que le ratio optimal est situé entre 20/1 et 30/1.

### **Les effets antagonistes et effets synergiques**

Dépendamment de la source de l'intrant (agricole, industrielle), la matière à traiter peut contenir des substances inhibitrices ou toxiques tels l'ammoniac et les métaux lourds (Chen *et al.*, 2008). L'accumulation de ces substances peut causer une instabilité dans le digesteur (effet antagoniste-inhibition). Les indices d'une inhibition sont la réduction de la production de biogaz et/ou le contenu en méthane de celui-ci ainsi que l'échec d'un système de méthanisation (Chen *et al.*, 2008). Par opposition, les effets synergiques favorisent le processus. À titre d'exemple, l'ammoniac produit par la dégradation biologique de la matière azotée à des concentrations en ammoniac inférieures à 200 mg/L est bénéfique au processus anaérobie puisque l'azote est un nutriment essentiel aux microorganismes anaérobies (Liu et Sung, 2002). Par contre, tel que mentionné précédemment, une concentration en azote supérieure à 3 g/L aura des effets d'inhibition. Il y a donc des effets positifs et négatifs entourant la concentration en azote.

*A priori*, il n'y aurait pas de contre-indication concernant le mélange d'intrants, surtout lorsque les intrants sont d'origine biologique. Il est par contre nécessaire de s'assurer que la recette soit constante ou qu'elle subisse des modifications progressives et lentes, mais malheureusement, il existe peu d'information scientifique sur les effets antagonistes. Les effets de la présence de détergents, de la lignine et de matières inorganiques riches en carbonate de calcium sont aussi méconnus. Quoi qu'il en soit, la valeur d'un pH stable dans les limites acceptables par les micro-organismes demeure essentielle. Néanmoins, il convient toujours de réaliser des essais en laboratoire au stade d'avant-projet afin de mesurer la biodégradabilité anaérobie réelle du mélange d'intrants et d'acclimater ensuite les microorganismes au mélange d'intrants à traiter pour optimiser les performances du procédé.

D'autres facteurs peuvent aussi être considérés limitatifs. Entre autres, le type et le pourcentage de l'intrant qui pourrait faire en sorte que le digestat devient une matière résiduelle fertilisante (MRF) au lieu d'être considérée engrais de ferme. Cela aura un impact majeur sur la disposition. Certains européens insèrent des intrants qu'il est nécessaire de pasteuriser pour éviter cette problématique.

Les valeurs retenues au Québec pour la siccité et la teneur en azote ammoniacal comprennent une grande marge de sécurité. Il en est de même concernant la charge en matière organique normalement à respecter de 3 kg de MO/m<sup>3</sup> de digestat/jour. Certains constructeurs vont jusqu'à 5 et même 6 kg de MO/m<sup>3</sup> selon les technologies employées et les risques qu'ils veulent bien prendre.

### **3.2.8 Le biogaz**

Le biogaz se caractérise par sa composition chimique et les caractéristiques physiques y étant associées. Le biogaz généré par la méthanisation est constitué généralement de 55 à 70 % de méthane (CH<sub>4</sub>), de 30 à 45 % de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) (Hannes, 2004), de 2 à 7 % d'eau (H<sub>2</sub>O), de 0,2 à 0,5 % de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), de 0,2 à 3 % d'azote (N<sub>2</sub>) et des traces d'autres gaz (en ppm) (Solagro, 2005). Selon Görish et Helm (2006), le biogaz serait constitué de 50 à 65 % de méthane. La quantité ainsi que la composition chimique du biogaz produit dépendent du substrat traité, de sa demande chimique en oxygène (DCO), du débit d'alimentation du digesteur (si alimentation en continu), de la qualité de l'agitation, du temps de séjour, de la température de fermentation, etc. (Tchouate Héteu et Martin, 2003).

### 3.2.9 Purification du biogaz

Le biogaz produit par suite de la méthanisation contient du sulfure d'hydrogène (ou hydrogène sulfuré) en faible quantité, mais suffisamment pour causer des impacts négatifs (toxicité pour les espèces vivantes, corrosion des équipements). Il faut limiter la concentration en soufre dans le biogaz (désulfuration), car le soufre est dommageable pour les équipements (il y a formation d'acide sulfurique lorsqu'il est en contact avec l'eau), ce qui est très corrosif; même à haute température, le soufre se substitue à l'oxygène à la surface des métaux, modifiant ainsi leur performances mécaniques (Esfahanian *et al.*, 2005). La désulfuration du biogaz peut être réalisée de différentes façons (Görish et Helm, 2006) :

- Désulfuration avec des charbons actifs
- Désulfuration grâce au lavage oxydatif des gaz
- Désulfuration biologique
- Désulfuration grâce au filtre moléculaire

Ce sont les procédés de désulfuration biologique qui sont les moins chers et les plus répandus, surtout dans le domaine agricole (Görish et Helm, 2006). Le procédé le plus simple et le moins coûteux de purification du biogaz est d'injecter un filet d'air directement dans la réserve de biogaz ou dans une unité de désulfuration externe en présence de thiobacilles, normalement présents dans les lisiers et dans les boues municipales, lesquels ont la capacité d'oxyder le H<sub>2</sub>S en soufre élémentaire en présence raréfiée d'oxygène. L'air y est injecté en continu à raison de 3 à 8 % du volume de gaz produit quotidiennement dans le biodigesteur (Görish et Helm, 2006). Ce pourcentage serait inférieur à celui mentionné ci-haut, soit en pratique, moins de 2 à 3 %. Le soufre élémentaire produit est retiré du système avec le digestat (Görish et Helm, 2006). La désulfuration recommandée du biogaz dépend de son application. Par exemple, si le contenu en H<sub>2</sub>S est inférieur à 100 ppmv dans le biogaz, il n'y a pas nécessité de désulfurer pour des applications thermiques ou électriques (génératrices) (tableau 5). Pour un contenu en H<sub>2</sub>S situé entre 100 et 1000 ppmv, une désulfuration est recommandée, pas absolue pour les chaudières, mais requise pour les génératrices. Une désulfuration est à prévoir si le biogaz n'est pas dilué et si la teneur résultante en H<sub>2</sub>S est supérieure à 1000 ppmv. Pour s'assurer du bon fonctionnement du moteur ou du brûleur, le tuyau d'alimentation en biogaz doit être suffisamment long pour arriver à refroidir le biogaz et permettre de récolter la vapeur d'eau sous forme condensée (Aqua-Energie Belgium, s.d.). Le biogaz étant explosif, corrosif et toxique, des précautions doivent être prises pour éviter la dégradation rapide du matériel et les risques pour les opérateurs du système.

La compression du biogaz est requise afin de le faire circuler adéquatement dans les conduites et assurer des vitesses d'écoulement recommandées (brûleurs, génératrices) (voir le tableau 5 pour plus de détails concernant la compression du biogaz). L'assèchement vise à augmenter la qualité du biogaz (meilleur pouvoir calorifique inférieur (PCI)) et éviter les problèmes associés à la condensation de l'eau dans les conduites ainsi que dans les appareils énergétiques. En saison hivernale, si la température d'une section des conduites atteint moins de zéro Celsius, la présence d'eau condensable formera rapidement des bouchons de glace et ainsi obstruera les conduites.

**Tableau 5 Procédures requises selon l'application pour la compression du biogaz**

Application	Pressurisation (kPa)	Teneur en H <sub>2</sub> S (ppmv)	Autres composés à éliminer
Bouilloire	0,8 à 2,5	< 1 000	Condensat
Génératrice à explosion	0,8 à 2,5	< 100	Condensat, siloxanes
Moteurs Stirling	1 à 14 kPa	< 1 000	---
Microturbine	520	< 70 000 <sup>(a)</sup>	Condensat, siloxanes
Pile à combustible SOFC	---	< 1,0	Halogènes <1 ppm

Données de sources diverses compilées par McKinsey Zicari, 2003

<sup>(a)</sup> Limite tolérée par la machine.

### 3.2.10 Valorisation du biogaz

Le biogaz produit à la ferme est généralement utilisé immédiatement et les surplus brûlés par une torchère. Cette approche évite d'investir dans un système d'accumulation. L'énergie produite par la méthanisation est disponible pour l'usage interne de la ferme (Massé *et al.*, 1996). Le biogaz est convertible en plusieurs formes utiles d'énergie (Solagro *et al.*, 2004). Il est utilisé principalement pour la production de chaleur (efficacité de 80 %) pour alimenter une chaudière, chauffer les bâtiments, le garage, la maison ou la piscine, ou encore, pour le séchage de matériaux ou la réfrigération (Beauregard, 2008). Il est important de considérer que de 20 à 30 % du biogaz sera nécessaire pour chauffer le digesteur afin de maintenir la température de celui-ci à 37 °C (Solagro, 2005). En général, le chauffage du digesteur se fera par un échangeur à l'intérieur du digesteur.

Le biogaz peut être utilisé pour produire (Solagro, 2005) :

- De l'eau chaude (par une chaudière);
- De l'air chaud (récupération sur gaz d'échappement d'un moteur ou d'une chaudière);
- De la cogénération (utilise la chaleur du moteur pour produire de l'eau chaude. Par exemple, pour 1 kWh électrique, il y a 1,5 kWh de chaleur peut être récupéré).
- De l'électricité (le rendement d'un moteur est d'environ 35 % et 1 m<sup>3</sup> de biogaz produit 5,8 kWh s'il contient 60 % de méthane).

Selon Solagro (2005), un mètre cube de biogaz produit possède un pouvoir calorifique d'environ 6 kWh. Le PCI du méthane est de 9,65 kWh/m<sup>3</sup> sous condition standardisée. Afin de maintenir la température du réacteur, il doit y avoir apport de chaleur. Cet apport représente 10 à 50 % (Beauregard, 2008).

Différentes filières sont en émergence pour l'utilisation du biogaz (Solagro *et al.*, 2004) :

- Injection dans le réseau de gaz naturel après épuration;
- Carburant automobile après épuration et compression;
- Électricité produite par pile à combustible.

En Europe, la valorisation la plus utilisée pour les installations de méthanisation à la ferme est la cogénération (le biogaz alimente un moteur, lequel est connecté à une génératrice<sup>1</sup>) (Aile *et al.*, 2006). Cette technique consiste à produire, à partir du biogaz, de l'électricité grâce à un moteur sur lequel la chaleur produite est récupérée afin de chauffer de l'eau (Aile *et al.*, 2006). Un groupe de cogénération possède un rendement électrique de l'ordre de 35 % et un rendement thermique d'environ 50 %, conduisant ainsi à un rendement global de 85 % (Aile *et al.*, 2006). L'électricité produite peut être utilisée sur le site même de la ferme, là où le biogaz est produit ou peut être vendu. Une partie de l'énergie thermique est utilisée afin de chauffer le digesteur et le reste peut être utilisé à la ferme ou encore être vendu aux entreprises de la région. Il est par contre important de prendre en considération la perte de chaleur occasionnée. La distance entre le digesteur et l'acheteur ne doit pas être trop grande, car les coûts de transport ne sont pas à négliger (Krinkels, 2004). En France, l'électricité produite à partir du biogaz est généralement utilisée pour la consommation de l'exploitation et le surplus est revendu à EDF (Électricité de France) (Hamelin, 2004). L'électricité produite est entièrement vendue à un coût se situant entre 110 et 140 €/MWh (entre 174 et 222 \$ CA/MWh<sup>2</sup>). Les agriculteurs achètent la totalité de l'électricité dont ils ont besoin pour l'exploitation et fonctionnement du digesteur, car elle est beaucoup moins coûteuse et réglementaire (environ 60 €/MWh, soit 95 \$ CA/MWh<sup>2</sup>). Le surplus de chaleur peut être utilisé pour chauffer les bâtiments, la maison ou encore pour fournir de l'eau chaude (Hamelin, 2004). D'autres avenues intéressantes pour l'utilisation du biogaz peuvent être envisagées pour incinérer les carcasses d'animaux morts, assécher la fraction solide issue d'un traitement de lisier ou faire fonctionner un climatiseur par exemple.

### 3.2.11 Le digestat

Une fois le processus de la méthanisation terminé, le digestat obtenu est transféré dans un réservoir d'entreposage, généralement dans une fosse à lisier standard en béton. Le digestat conserve tous les nutriments du lisier utilisé comme source d'intrant, mais sous forme plus assimilable biologiquement (Bio-Terre Systems inc., 2010). Le digestat est utilisé entre autres comme fertilisant et peut être séparé en phase solide ou liquide et subir des traitements dépendamment des objectifs fixés par l'agriculteur (Aile *et al.*, 2006). Le digestat est un produit stable, désodorisé et éventuellement sans pathogène; il peut être utilisé comme fertilisant ou traité (Burton et Turner, 2003). Chantigny *et al.*, (2004) ont démontré que le lisier digéré a une valeur comparable ou supérieure à celle du lisier brut. De plus, le lisier digéré est un engrais organique qui a une efficacité comparable à l'engrais minéral (Chantigny *et al.*, 2004). Le digestat a une consistance plus liquide que le lisier brut et est donc plus facile à mélanger et à épandre avec des rampes (blocage moins fréquent dans les rampes) (Perrault, 2007).

Après la digestion, l'azote se retrouve principalement sous forme ammoniacale qui est très volatile (Ortenblad, 2000). Une toiture sur la fosse d'entreposage du digestat permet de conserver en parti l'azote pour la fertilisation des champs et de diminuer les émissions atmosphériques d'ammoniac (Aile *et al.*, 2006). Ainsi, l'enfouissement du fertilisant est recommandé immédiatement après l'épandage. De plus, le digestat peut être manipulé sans odeurs par rapport à un lisier non traité (Solagro, 2005) et sa valeur fertilisante n'est pas dégradée (Aile *et al.*, 2006). La composition du lisier digéré dépend du type de lisier dans le digesteur (porcin, bovin) et aussi des différents substrats utilisés en codigestion (fumiers, végétaux) (Ortenblad, 2000). La méthanisation n'est donc pas un moyen d'éliminer l'azote, mais plutôt un procédé conservatif de cet élément et doit être considérée comme un outil d'amélioration de la gestion de l'azote.

<sup>1</sup> Au Québec, ce n'est pas la cogénération qui est la principale valorisation de l'énergie produite par la méthanisation.

<sup>2</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2009 de la Banque du Canada de 1,5855.

### 3.2.12 Valorisation du digestat

#### 3.2.12.1 Gestion générale du digestat

Le digestat peut être géré de la même façon que les lisiers, cependant, il y a des différences au niveau des éléments. En fait, tous les éléments sont retrouvés, mais sous une forme minérale, qui est plus disponible pour les cultures. Pour les producteurs porcins en situation de surplus de phosphore, un traitement comme la séparation de phase est intéressant.

Il existe plusieurs méthodes de séparation de phase (Solagro, 2005) :

- Tamisage
- Décantation naturelle
- Décantation centrifuge (très populaire en Europe)
- Pressage
- Flottation/décantation

Cette étape de séparation permet d'obtenir deux produits distincts : une fraction solide et une fraction liquide. La séparation solide-liquide vise à isoler la fraction solide riche en phosphore dans un petit volume afin de réduire les coûts de transport et d'augmenter les options pour la fraction solide (compostage ou granulation) (Beauregard, 2008). Cela permet entre autre d'utiliser la fraction liquide pauvre en phosphore sur moins de terres. S'il est question d'une séparation centrifuge par exemple, l'âge du lisier a une influence importante sur les performances de séparation (Martin et Léveillé, 2008). Cette affirmation peut donc s'appliquer au digestat. Des essais ont été effectués par l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA) afin d'évaluer un système de séparation solide-liquide du lisier de porc. L'appareil utilisé lors des essais pouvait extraire les particules supérieures à 25 microns. Par suite de la séparation, la fraction solide représentait de 7 à 10 % de la masse initiale du lisier et contenait les deux tiers du phosphore provenant du lisier brut (Martin et Léveillé, 2008). Les conclusions de l'étude indiquent que la séparation de phase est plus efficace lorsqu'elle est effectuée avec du lisier frais généralement retrouvé dans la préfosse, car avec le temps, la matière organique se désagrège en fines particules qui sont difficiles à capturer par le séparateur (Martin et Léveillé, 2008). L'âge du lisier a aussi un impact sur l'efficacité de séparation des nutriments (Pelletier *et al.*, 2001). Les six à douze premiers jours, la baisse de la quantité de matière organique observée dans la phase solide peut être expliquée par la décomposition anaérobie du lisier (Pelletier *et al.*, 2001). Un lisier âgé ou digéré rendra la séparation mécanique moins efficace; il faudrait donc centrifuger le décantat (partie solide se retrouvant au fond par décantation) fait naturellement et non pas tout le digestat.

La méthanisation solubilise une partie des éléments organiques en éléments minéraux; or ces derniers sont moins bien retenus par les systèmes de séparation que les premiers. Il en résulte que les taux de séparation des éléments sont moins efficaces sur un lisier brut qu'un lisier méthanisé.

L'aspect de la gestion des éléments fertilisants du digestat est très important en zone d'élevage intensive. Sur un plan d'épandage en excès, la codigestion accentue effectivement le problème. La séparation de phases peut être une solution, mais risque de déséquilibrer la gestion de l'azote (N) par rapport au phosphore (P) sur le plan d'épandage.

À la suite d'une digestion anaérobie, il semble plus intéressant économiquement de miser sur la décantation naturelle considérant que peu d'investissements sont nécessaires comparé à la séparation centrifuge par exemple. Par contre, le niveau d'efficacité de la séparation de phase devra être pris en compte, car la phase solide obtenue lors de la décantation naturelle contient entre 5 et 20 % d'azote et entre 40 et 60 % de phosphore (Fertior, 2005). À titre de comparaison, la phase solide d'une décantation centrifuge a une proportion d'azote inférieure à 25 % et une proportion de phosphore inférieure à 75 % (Fertior, 2005). Il faut cependant prendre en compte le taux de matière sèche du produit et les coûts de transport à l'unité fertilisante. La fraction sédimentée de la décantation gravitaire ne dépassera pas 8 à 10 % de matière sèche.

### **3.2.12.2 Valorisation de la fraction solide**

À la suite d'une séparation de phases du digestat, le produit solide a une teneur élevée en phosphore. Ce produit se gère comme un amendement au champ et peut être exporté sur des terres réceptrices dans des régions plus éloignées.

### **3.2.12.3 Valorisation de la fraction liquide**

La fraction liquide obtenue, à la suite d'un post-traitement de séparation de phase, contient peu de matière organique, mais une teneur élevée en azote ammoniacal. Ce produit est utilisé comme engrais liquide ayant un effet fertilisant immédiat (Aile *et al.*, 2006). La fraction liquide peut aussi être traitée par nitrification-dénitrification-ultrafiltration avant d'être rejetée en station d'épuration (Fourn, 2001). Au Québec, la gestion de cette fraction sera gérée principalement par épandage.

### **3.2.13 Aspect macro-économique de la méthanisation au Canada**

La hausse des prix du pétrole et les engagements des gouvernements au protocole de Kyoto ont poussé des pays tels que le Canada à promouvoir la production d'énergie à partir de ressources renouvelables tout en cherchant à réduire l'émission de gaz à effet de serre (GES). Les producteurs agricoles canadiens en général et québécois en particulier voient leurs factures énergétiques augmenter de manière importante. Agriculture et Agroalimentaire Canada précise que chaque augmentation de 0,01 \$ du litre du prix du carburant entraîne une augmentation de 27 millions de dollars des dépenses en carburant des fermes canadiennes et de 67 M\$ de leurs dépenses en engrais (Groupe AGÉCO, 2006). Par conséquent, cette hausse des frais énergétiques amène dans certains cas une augmentation des dépenses au niveau des engrais de ferme. Cela a pour effet entre autres, d'augmenter le coût des céréales produites à la ferme.

La production de biogaz à la ferme suscite un certain engouement de la part des gouvernements, des éleveurs d'animaux et des promoteurs de système de production d'énergie à la ferme.

La hausse du prix du baril de pétrole brut, plus de 471 % depuis 2002 (donc de 2002 à 2007) (EIA, 2008), les effets négatifs du changement climatique et la ratification du protocole de Kyoto par plusieurs gouvernements, mettent la biométhanisation ainsi que les autres types d'énergie renouvelable sur le devant de la scène.

Sur la base du nombre d'installations, les principales régions productrices dans le monde sont, par ordre d'importance (Tremblay, 2008; Beauregard, 2008) :

1. La Chine
2. Le Népal
3. L'Inde
4. L'Union européenne
5. Les États-Unis
6. Le Canada

### **3.2.14 Portrait de la production de biogaz en Europe**

#### **3.2.14.1 Aspects généraux**

L'intervention du pouvoir public à la filière se caractérise par le recours à deux outils majeurs, soit le tarif de rachat et le système de quota. Le tarif de rachat garantit, au producteur d'électricité de source renouvelable, un prix fixe pour la fourniture au réseau électrique conventionnel. Il est à noter que ce tarif varie d'un État membre à l'autre selon l'origine du biogaz produit (Bioprofarm, 2008).

Le système de quota repose sur l'imposition, auprès du fournisseur d'électricité conventionnelle, d'une consommation annuelle d'électricité de sources renouvelables. Pour se conformer à ce quota, le fournisseur d'électricité conventionnel a le choix entre investir dans les technologies de production adaptées ou acheter, au prix du marché, l'électricité d'origine renouvelable (Bioprofarm, 2008).

La Commission Européenne a également mis à la disposition de ses États membres des fonds visant entre autres<sup>3</sup>, à promouvoir les installations de biogaz au sein des pays bénéficiant d'un avantage comparatif pour ce type de production. Ces fonds, portant le nom de Fonds structurels et de cohésion, s'élèvent à 347 milliards € (510 milliards \$ CA)<sup>4</sup> et sont disponibles pour une période de sept ans (2007 à 2013).

#### **3.2.14.2 Allemagne**

Le tarif de rachat modifié et augmenté depuis 2004 est composé d'un tarif de base et de bonus visant à promouvoir la cogénération et l'innovation technologique (tableau 6). Un taux dégressif de 1,5 %/an est appliqué sur le tarif de base pour une période de 20 ans.

---

<sup>3</sup> Ces fonds ont un champ d'action qui va au-delà de la simple promotion de biogaz. En fait, ils couvrent 3 axes soit :  
(1) l'amélioration de l'attractivité de l'Europe et des régions pour les investissements et l'emploi (c'est à l'intérieur de ce premier axe que l'on retrouve la promotion des énergies renouvelables dont le biogaz),  
(2) l'amélioration de la connaissance et de l'innovation et  
(3) la création d'emplois de qualité. Pour plus d'information à ce sujet le lecteur pourra consulter les liens suivants :  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0628:FIN:FR:HTML>  
[http://carrefourlocal.senat.fr/vie\\_locale/cas\\_pratiques/la\\_france\\_et\\_la\\_politique\\_europeenne\\_de\\_cohesion/index.html](http://carrefourlocal.senat.fr/vie_locale/cas_pratiques/la_france_et_la_politique_europeenne_de_cohesion/index.html)

<sup>4</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2007 de la Banque du Canada de 1,4691.

En 2004 ces tarifs, pour les unités en milieu agricole, étaient structurés comme suit :

**Tableau 6 Structure des tarifs pour l'Allemagne en 2004**

Puissance	Tarif de base		Bonus	
	(€/kWh)	(\$ CA/kWh) <sup>a</sup>	(€/kWh)	(\$ CA/kWh)*
≤ 150 kW	0,175	0,2830	0,04	0,0647
150 à 500 kW	0,159	0,2571	0,04	0,0647
500 kW à 5 MW	0,129	0,2086	0,04	0,0647
5 MW à 20 MW	0,084	0,1358	0,02	0,0323

Source : Porsche, 2007.

<sup>a</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2004 de la Banque du Canada de 1,6169.

La loi *The Renewable Energy Sources Act* a facilité l'augmentation de la production de biogaz (Porsche, 2007). L'objectif de cette loi est de :

- Baisser de 21 % les six gaz ciblés par le protocole de Kyoto (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HCFC et SF<sub>6</sub>), et ce, d'ici 2012;
- Doubler la part des énergies renouvelables dans la consommation allemande totale;
- Maintenir, moderniser et développer la cogénération en vue d'une réduction supplémentaire des émissions de CO<sub>2</sub>;
- Augmenter la productivité énergétique des unités de production de biogaz (Couturier, 2004).

Cette loi, adoptée en 2000, est demeurée un succès en raison des éléments suivant :

- Connexion des installations produisant de l'énergie renouvelable au réseau électrique national;
- Adoption d'un tarif de rachat élevé;
- Maintien de l'application du tarif de rachat sur une période de 20 ans, et ce, à travers tout le pays;
- Uniformité, à l'échelle nationale, du tarif imposé.

(Porsche, 2007)

En 2009, des amendements ont été apportés au *Renewable Energy Sources Act* dans l'optique d'atteindre de nouveaux objectifs de production d'énergie renouvelable, de protéger l'environnement et d'encourager l'innovation technologique. Les nouveaux tarifs de rachat et taux dégressifs sont présentés dans le tableau 7.

**Tableau 7 Structure des tarifs sous la *New Renewable Energy Sources Act* en 2009**

Puissance	Tarif de base		Taux dégressif
	(€/kWh)	(\$ CA/kWh) <sup>a</sup>	(%)
< 150 kW	0,1167	0,1863	1
< 500 kW	0,0918	0,1465	1
< 5 MW	0,0825	0,1317	1

Source: Weiland, 2009

<sup>a</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen, 1<sup>er</sup> janvier au 31 août 2009, de la Banque du Canada de 1,5961.

Des bonus (selon la capacité de production) sont appliqués selon les conditions suivantes<sup>6</sup> (Weiland, 2009) :

- 0,04 (0,0638 \$ CA) à 0,07 € (0,1117 \$ CA) /kWh lorsque la biomasse est utilisée dans la recette de production;
- 0,02 € (0,0319 \$ CA) /kWh lorsque la biomasse est utilisée tout en protégeant l'environnement;
- 0,01 (0,016 \$ CA) à 0,04 € (0,0638 \$ CA) /kWh lorsque le lisier est utilisé;
- 0,03 € (0,0479 \$ CA) /kWh lorsque la chaleur produite est utilisée à certaines fins notamment pour le chauffage des bâtiments d'élevage de porcs ou de volaille;
- 0,02 € (0,0319 \$ CA) /kWh en cas d'innovation technologique.

Ces bonus peuvent être cumulés et permettre ainsi aux installations d'une puissance inférieure à 150 kW de percevoir un maximum atteignant 0,31<sup>5</sup> € (0,49<sup>6</sup> \$ CA) (Köttner, 2008, cité par Agrihebdo, 2009). De plus, dans le cas de l'utilisation du lisier, l'exigence du bonus impose une teneur en lisier égale ou supérieure à 30 % du total des substrats digérés (Köttner, 2008, cité par Agrihebdo, 2009).

Selon une étude réalisée par EcoRessources consultants (2008, cité par Forcier *et al.*, 2009), le prix de rachat de l'électricité varie entre 0,08 et 0,11 €/kWh (0,13 et 0,17 \$ CA<sup>7</sup>) confirmant les propos de Weiland en 2009. En revanche, l'étude de EcoRessources consultants (2008, cité par Forcier *et al.*, 2009), mentionne que des bonus peuvent atteindre 0,096 €/kWh (0,15 \$ CA/kWh<sup>7</sup>), dont 0,056 €/kWh (0,09 \$ CA<sup>7</sup>) pour l'utilisation de plantes énergétiques ou d'engrais de ferme.

Il faut noter qu'en plus du tarif de rachat, un programme de soutien aux énergies renouvelables permet d'obtenir des prêts à faible taux d'intérêt pour la construction d'unités de production de biogaz (Couturier, 2004). Ce qui démarque l'Allemagne, c'est le nombre importants de petites unités à la ferme dont la génératrice est raccordée au réseau, ce qui n'est pas le cas dans d'autres pays européens tels que la Suède ou le Danemark.

### 3.2.14.3 Autriche

Depuis la crise énergétique des années 1970 et l'abandon du nucléaire par référendum en 1978, le développement des énergies renouvelables est une priorité pour la politique énergétique autrichienne. En 2000, les énergies renouvelables représentaient 24,3 % de la consommation d'énergie primaire dont 9,9 % étaient issues de la biomasse (Couturier, 2004).

Le développement de la production de biogaz est encadré par la loi *The Green Electricity Act*. Cette loi fixe les conditions et les tarifs de rachat qui varient selon les conditions économiques. Ainsi, en 2008, les tarifs ont été établis à des niveaux relativement plus élevés que ceux de 2002-2004. De plus, toujours en 2008, un bonus supplémentaire de 0,04 € (0,06 \$ CA) /kWh a été accordé pour tenir compte de la hausse importante du prix des substrats agricoles (tableau 8); ce bonus ne s'applique que pour l'année 2008. Cependant, l'État impose une réduction des tarifs de 30 % si la production de biogaz est obtenue à partir de déchets ne provenant pas de la ferme.

<sup>5</sup> Valeur arrondie représentant un montant de 30,67 cents d'euro.

<sup>6</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen, 1<sup>er</sup> janvier au 31 août 2009, de la Banque du Canada de 1,5961.

<sup>7</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2009 de la Banque du Canada de 1,5855.

**Tableau 8 Structure des tarifs en 2008 et en 2002 pour les installations en milieu agricole**

Puissance	Bonus en 2008 <sup>a</sup>		2008 <sup>a</sup>		2002-2004 <sup>b</sup>	
	(€/kWh)	(\$ CA/kWh)	(€/kWh)	(\$ CA/kWh)	(€/kWh)	(\$ CA/kWh)
< 100 kW	0,04	0,06	0,1694	0,2643	0,1650	0,2447
100 – 250 kW	0,04	0,06	0,1514	0,2362	0,1450	0,2151
250 – 500 kW	0,04	0,06	0,1399	0,2183	0,1450	0,2151
500 – 1 MW	0,04	0,06	0,1239	0,1933	0,1250	0,1854
> 1 MW	0,04	0,06	0,1129	0,1762	0,1030	0,1528
Période en vigueur	1 an		15 ans		13 ans	
Réduction de tarifs en cas d'utilisation de cosubstrats non agricoles	---		30 %		25 %	

Source : Sakulin et Six, 2009 et Braun, 2009.

<sup>a</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2008 de la banque du Canada de 1,5603.

<sup>b</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2002 de la Banque du Canada de 1,4832.

Par ailleurs, les distributeurs ont la possibilité de répercuter l'augmentation de leur coût, en raison de l'achat d'électricité renouvelable sur le prix de vente, suivant un tarif fixé par la loi. Le consommateur peut ainsi payer un montant oscillant entre 0,94 (1,39) et 1,34 € (1,99 \$ CA) /MWh (Couturier, 2004). Les producteurs de biogaz bénéficient également de subvention et de prêt à faible taux d'intérêt pour la construction de leur installation<sup>8</sup>.

### 3.2.14.4 Danemark

L'*Energy Action Plan, Energy 21*, de 1996, fixe des conditions particulières favorables à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par des tarifs de rachat et des détaxations. La filière bénéficie ainsi d'un tarif de rachat de l'électricité se chiffrant à 0,081 €/kWh<sup>9</sup>. Ce montant est d'ailleurs passé à 0,098 € (0,153 \$ CA) /kWh<sup>10</sup> en 2008, et ce, à la demande des exploitants (Féménias *et al.*, 2008).

Les producteurs de biogaz bénéficient également d'aide à l'investissement avec un montant maximal de 20 % des coûts de construction, d'une exonération de taxe sur la production de biogaz, de prêts à taux d'intérêt réduit pour le financement des unités de production de biogaz (Couturier, 2004).

Par ailleurs *the Danish Electricity Reform* de 1999 (OECD, 1999) impose aux consommateurs l'achat d'une partie de leur électricité chez des distributeurs identifiés comme étant prioritaires, en raison de leur approvisionnement en énergie renouvelable. Au Danemark, il y a des unités régionales de production, souvent couplé à une génératrice, dont une grande partie de l'énergie est utilisée pour chauffer les maisons de toute la commune (exemple : Fangel).

<sup>8</sup> Les montants ont été convertis de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2002 de la Banque du Canada de 1,4832.

<sup>9</sup> Taux de conversion de devise non disponible pour l'année 1996.

<sup>10</sup> Les montants ont été convertis de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2008 de la Banque du Canada de 1,5603.

### 3.2.15 Portrait de la production de biogaz aux États-Unis

Les incitatifs financiers ont contribué largement au développement de systèmes de production de biogaz à travers les États-Unis. La politique agricole (*Farm Bill*) 2002 accordait, sous la section 9006, des subventions pour le financement partiel de la construction des installations. Ainsi, de 2003 à 2007, le Département agricole des États-Unis (USDA) a accordé un montant de 31 millions \$ US à la construction de digesteurs anaérobies. Parmi les programmes financés, on dénote le programme AgStar<sup>11</sup> de l'EPA destiné à promouvoir la méthanisation des déjections animales. Il est surtout axé sur les subventions accordées pour la construction des installations (le producteur devant contribuer pour au moins 50 % des frais de construction).

Plus récemment, le *Farm Bill* 2008, a accordé un montant d'un milliard \$ US pour la construction de nouvelles installations ainsi qu'un montant de 250 millions \$ US en crédits d'impôt et prêts garantis<sup>12</sup>.

De plus, chaque état gère sa propre politique renfermant des aides financières et techniques.

Ci-dessous quelques organismes qui gèrent des programmes pour le développement du biogaz :

- California Energy Commission
- Iowa Energy Center
- New York State Energy Research and Development Authority
- Wisconsin's Focus on Energy

Par ailleurs, les producteurs d'énergies renouvelables peuvent bénéficier de tarifs de rachat qui varient selon les états et les fournisseurs d'électricité. L'accord de ces tarifs est géré par le *Renewable Energy Production Incentive*<sup>13</sup>.

En plus des incitatifs fédéraux et étatiques, il y a des initiatives provenant de fermiers eux-mêmes tel que le Cow Power du Vermont. Cette initiative a vu le jour à la suite du regroupement de six fermes dispersées à travers le Vermont. Ces fermes produisent l'électricité qu'ils fournissent aux habitants désireux d'utiliser de l'énergie renouvelable; cette électricité est fournie dans les comtés suivant : Bakersfield, Bridport, Richford, Sheldon, St. Albans et Newport. Les clients achètent le kilowatt-heure au tarif régulier plus une prime de 0,04 \$ US<sup>14</sup>.

### 3.2.16 Le biogaz au Canada

#### 3.2.16.1 Portrait général

Le Canada, comparativement aux autres régions présentées, est un petit joueur sur le marché de la production de biogaz. En 2008, le pays compte 16 sites de production de biogaz dont certains étaient en construction (Brodeur, 2008). Ces installations se retrouvent principalement en Alberta (4), au Québec (2), en Ontario (6) et au Manitoba (4) (Brodeur, 2008). En plus de ces provinces, la Saskatchewan présente un fort potentiel de production.

Au moment de la rédaction de ce document, seules les provinces de l'Ontario et du Québec ont mis en place un soutien public pour la construction d'installations de biogaz à la ferme (Financement agricole Canada, 2006).

<sup>11</sup> Le lecteur peut consulter le lien suivant pour de l'information additionnelle : [www.epa.gov/agstar/news/digest/index.html#two](http://www.epa.gov/agstar/news/digest/index.html#two)

<sup>12</sup> Le lecteur peut consulter le lien suivant pour de l'information additionnelle : <http://agriculture.house.gov/inside/FarmBill.html>

<sup>13</sup> Le lecteur peut consulter le lien suivant pour de l'information additionnelle : <http://apps1.eere.energy.gov/rep/>

<sup>14</sup> Le lecteur peut consulter le lien suivant pour de l'information additionnelle : <http://www.cvps.com/cowpower/>

### 3.2.16.2 Ontario

L'Ontario établit son développement de production de biogaz à la ferme par l'implantation d'unités centralisées. En effet, ce type d'installation présente des avantages notamment un meilleur potentiel de production de chaleur, un meilleur contrôle, une seule connexion au réseau électrique et au gazoduc. De plus, la taille importante de ce type d'installation peut faciliter l'atteinte d'économie d'échelle se traduisant par des coûts de production bas. Cependant, le développement d'unités centralisées est contraint par la difficulté d'obtenir des permis de construction ainsi que par les longues distances séparant les unités de production de leur source d'approvisionnement de substrats et cosubstrats (Hilborn, 2007).

En 2008, le budget provincial alloué au développement du biogaz à la ferme s'élève à 9 millions de dollars. Ce budget est administré par l'*Ontario Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs* et est disponible sous le Programme d'assistance financière aux systèmes de biogaz (*Biogas Systems Financial Assistance Program*). Le programme finance 70 % (pour un maximum de 35 000 \$) des coûts liés à l'étude de faisabilité et 40 % des coûts de construction. Pour ces deux phases, le financement maximum est de 400 000\$<sup>15</sup>.

Les producteurs de biogaz, bénéficient également d'un tarif de rachat, géré par le programme d'offre normalisée (SOP), pour la vente d'électricité au réseau électrique. Ce tarif est de 11 cents/kWh et 14,52 cents/kWh en période de pointe (environ 18 000 heures/an). Ce tarif de rachat n'est pas suffisant pour rentabiliser la production de biogaz à la ferme. En effet, selon les projections de l'OMAFRA (Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario), il faudrait des tarifs entre 13 et 22 cents/kWh étant donné les particularités du contexte ontarien (Debruyn, 2007).

### 3.2.16.3 Québec

Le Québec possède à l'heure actuelle deux sites de production de biogaz en production porcine. Le troisième site, basé sur une exploitation de poules pondeuses, n'est plus en opération (Beauregard, 2008).

Au Québec, le potentiel thermique de la filière de méthanisation s'élève à 3 846 GW<sub>th</sub>, dont 869 MW<sub>th</sub> proviennent des déchets municipaux, 671 MW<sub>th</sub> des lisiers d'élevage et 77 MW<sub>th</sub> des résidus agroalimentaires (boues d'abattoir) (Laflamme, 2007).

Actuellement, l'électricité nette<sup>16</sup> issue du biogaz est créditée, et ce, sous certaines conditions. Il n'y a donc pas de vente au réseau électrique conventionnel. La récupération de la chaleur par cogénération sert à chauffer les digesteurs et à déplacer le propane utilisé à la ferme pour des fins de chauffage. Les crédits de chaleur correspondent à l'énergie thermique consommée à la ferme.

---

<sup>15</sup> Le lecteur peut consulter le lien suivant pour de l'information additionnelle : [http://www.omafra.gov.on.ca/english/engineer/biogas/proj\\_list.htm](http://www.omafra.gov.on.ca/english/engineer/biogas/proj_list.htm)

<sup>16</sup> Électricité produite par la génératrice à laquelle on retranche la consommation électrique du procédé de traitement de lisier

Le développement de la production de biogaz au Québec est confronté à certains défis (Beauregard, 2008), voire :

- L'impossibilité de vendre l'électricité renouvelable au réseau électrique;
- L'investissement important (6 000 \$/kWh);
- La difficulté de stocker le surplus de biogaz en été;
- La réglementation agricole en matière de phosphore; en effet, la teneur de phosphore dans le digestat est tout aussi élevée que celle dans le lisier avant la digestion.

Le budget du gouvernement québécois pour le développement d'énergie renouvelable s'élève à 124 millions de \$ sur une période allant de 2006 à 2012. Cependant, le Québec ne dispose pas de programme de rachat d'électricité renouvelable. Toutefois, des aides sont mises à la disposition des producteurs de biogaz pour faciliter la construction de sites de production.

En date du premier avril 2009, différentes subventions étaient disponibles pour le producteur. La première option s'offre avec le Prime-Vert du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ) :

- Le volet 6 du programme sur les technologies de gestion des surplus de matières fertilisantes et de réduction ou d'évitement des émissions de GES permet à une (ou des) exploitations agricoles aux prises avec un surplus de phosphore de bénéficier d'une aide financière de 70 % jusqu'à 300 000 \$ chacune.
- Le volet 6.2, soit Technologies de réduction et d'évitement des émissions de GES lié à la gestion des fumiers, permet d'ajouter 70 % jusqu'à concurrence de 200 000 \$ lorsque la technologie de traitement des lisiers réduit les GES.
- Une entreprise qui n'a pas de surplus ou qui n'est pas admissible au Prime-Vert peut aussi avoir un crédit d'impôt remboursable par le gouvernement provincial. Ce programme permet d'aller chercher un crédit à hauteur de 30 % jusqu'à un maximum de 200 000\$ pour l'installation d'un système de traitement de lisier de porc.
- Pour les entreprises qui ne sont pas en surplus de phosphore ou qui n'ont pas accès au volet 6.2, le volet 13, soit Remplacement de sources d'énergie par des sources d'énergie non conventionnelles et valorisation énergétique de la biomasse issue de l'exploitation agricole, peut s'ajouter au volet traitement lorsqu'il est possible de récupérer la biomasse agricole issue du traitement. Le volet 13.3 permet une aide financière de 30 % jusqu'à 100 000\$ par entreprise agricole.
- Le volet 14, soit Projets d'envergure pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, couvre jusqu'à 25 % des coûts admissibles jusqu'à un montant maximum de 1 000 000 \$. Ce volet s'adresse particulièrement aux entreprises agricoles ou industrielles qui déposent au MAPAQ un projet de réduction de gaz à effet de serre d'envergure.

### 3.2.17 Coût de production et rentabilité en Europe

Les pays tels que l'Allemagne ont rendu réalisable le développement de leur production de biogaz grâce à des programmes de soutien publics. L'analyse d'étude de cas permet d'évaluer l'efficacité de ces programmes selon la capacité de production.

Une étude allemande propose des calculs de coûts de production d'après différents types d'installations de biogaz utilisant du lisier de bovins. Les résultats de cette étude sont présentés au tableau 9. L'étude montre que le coût de production du kilowattheure varie de 0,14 € (0,23 \$ CA) à 0,20 € (0,32 \$ CA)<sup>17</sup>. Ce coût diminue avec l'augmentation de la puissance du cogénérateur. De plus, le tarif de rachat ne semble pas être suffisant pour couvrir les coûts de production de petites installations. Par contre, les installations de plus grosse envergure semblent être favorisées par l'imposition d'un tarif de rachat pour l'électricité.

Les calculs de rentabilité d'exploitations agricoles françaises produisant du biogaz sont également résumés au tableau 9. L'accord d'un financement pour l'installation de digesteurs aide à baisser le coût de production qui est de 0,0625 €/kWh (0,0975 \$ CA/kWh)<sup>18</sup> et nettement inférieur à celui des installations allemandes. Le prix de rachat dans un tel contexte s'avère alors suffisant pour couvrir le coût de production.

---

<sup>17</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2004 de la Banque du Canada de 1,6169.

<sup>18</sup> Converti de l'euro en dollar canadien en utilisant le taux de change moyen 2008 de la Banque du Canada de 1,5603.

**Tableau 9 Coût de production selon le type d'installation de biogaz en Allemagne et en France**

<b>Production de méthane</b>	<b>Allemagne Exemple 1</b>	<b>Allemagne Exemple 2</b>	<b>Allemagne Exemple 3</b>	<b>France Ardennes</b>	<b>France Lorraine</b>
Source animale – Cheptel bovin (nombre)	120	840	840	65	147
Source végétale (t/an)	622	4 595	3 295	325	1 700
Sources organiques non agricoles (t/an)	---	---	4 000	---	350
Quantité totale de méthane (m3/an)	233 490	1 319 724	1 919 534	120 450	470 400
<b>Production d'énergie (électricité et chaleur)</b>					
Puissance installée (kW)	55	330	500	30	230
Efficacité (%)	33%	39%	40%	35%	38%
Facteur de capacité (%)	91%	91%	91%	97%	94%
Production d'électricité (kWh/an)	397 276	2 286 584	3 484 732	250 000	1 550 000
Production de chaleur (kWh/an)	393 684	2 033 041	2 647 861	500 000	1835500
<b>Coût</b>					
Investissement total (€)	245 130	765 600	1 100 000	201 400	810 000
Coût d'exploitation (€/an)	39 770	109 778	158 116	2 260 <sup>a</sup>	---
Coût annuel total (incluant le remboursement et les intérêts) (€/an)	82 489	336 053	---	454 802	---
<b>Revenu</b>					
Financement sur le capital (%)	---	---	---	60	50
Prix de rachat de d'électricité (¢€/kWh)	18	17	17	7,65	13
Revenu annuel total (€/an) <sup>b</sup>	82 489	336 053	454 802	20 100	213 300
<b>Rentabilité</b>					
Délai de récupération (an)	---	---	---	6 ans	9 ans
Prix de revient (¢€/kWh) <sup>c</sup>	20	15	14	6,25	---

Source : FNR Handreichung Biogasgewinnung und-nutzung, (2004) et GAEC OUDET, (2008), cités par ÉcoRessources Consultants, 2008.

<sup>a</sup> Cette valeur semble incohérente, mais elle provient d'un cas réel. Une vérification serait nécessaire.

<sup>b</sup> Le revenu annuel total inclut également la prime cogénération pour l'utilisation de chaleur, la valeur du fioul substitué pour la maison et la valeur des engrais substitués.

<sup>c</sup> Le prix de revient est le coût annuel total incluant le remboursement et les intérêts divisés par la production annuelle d'électricité.

### 3.3 Les outils disponibles

Voici les différents outils qui ont été analysés durant le projet :

- MATTEUS
- RETScreen
- FarmWare
- Sainte-Anne de Prescott

Les logiciels retenus pour l'élaboration du cadre d'analyse sont MATTEUS et *RETScreen*. L'un misant sur une analyse poussée de l'aspect technique, tandis que l'autre mise sur l'aspect économique.

#### ***FarmWare***

Le logiciel FarmWare n'a pas été retenu, car il ne présente pas de points supplémentaires par rapport à MATTEUS et RETScreen. De plus, cet utilitaire ne permet pas de considérer un mélange d'intrants adapté aux conditions spécifiques de chaque ferme lors de l'analyse de scénarios. En effet, il est impossible pour l'utilisateur de faire ses propres mélanges. Le seul avantage qu'il présente par rapport aux autres logiciels analysés est son interface conviviale pour l'utilisateur.

#### ***Sainte-Anne de Prescott***

Le deuxième logiciel non retenu, soit Sainte-Anne de Prescott, ne présente aucune donnée spécifique des cheptels porcins (truies, porcelets, etc.), bovins laitiers ou volailles. De plus, des abréviations sont utilisées, mais aucune définition de celles-ci ne sont disponibles pour l'utilisateur, ce qui rend l'utilisation plus difficile.

#### ***Méthasim***

Il existe en France un utilitaire appelé Méthasim qui sera disponible au premier trimestre 2010. Il sera alors intéressant de consulter et d'analyser cet utilitaire.

### 3.4 Les outils retenus

#### 3.4.1 Utilitaire MATTEUS

L'utilitaire MATTEUS (Méthode d'analyse technico-économique de traitement des eaux usées, et adapté pour le domaine agricole) développé par Hydro Québec a été mis en place à l'origine pour les besoins de prospective d'Hydro-Québec (2002-2005) (Laflamme, 2008). Il s'agit d'un chiffrier *Excel* présentant une approche standardisée selon des opérations unitaires prédéterminés et des scénarios et choix technologiques déterminés par des clés. Il permet de déterminer les aspects suivants sur une base préliminaire ( $\pm 30\%$ ) (Laflamme, 2008) :

- Bilan de masse des principaux constituants (eau, solides volatils, matières inorganiques, NPK, GES)
- Bilan de masse atomique sur les solides volatils
- Bilan d'énergie (consommation, production, potentiel)
- Estimation des coûts d'opération et d'investissement

Ses sources de données proviennent de la littérature, de valeurs mesurées, de fournisseurs ou d'avis d'experts (Laflamme, 2008). Afin de tenir compte des volumes à traiter dans les scénarios, il y a extrapolation des données de base.

Voici, selon le comité restreint du projet, les points forts et les points faibles de MATTEUS :

- Permet de réaliser des bilans de masse et d'énergie pour des scénarios variés, de la source d'intrants jusqu'à la disposition ou utilisation finale de tous les résidus, en passant par la valorisation énergétique du biogaz;
- Permet, à chaque opération unitaire du scénario, de suivre les quantités et la composition des jus de digestion, du biogaz, des sous-produits, etc.;
- Permet de lister un nombre illimité d'intrants différents qui ont leurs caractéristiques de composition propre;
- Permet l'analyse de scénarios utilisant un seul intrant ou un mélange d'intrants;
- Considère les modes de dispositions des matières résiduelles comme l'épandage, le compostage, l'enfouissement, l'incinération et le séchage/granulation;
- Calcule les GES évités et calcule un crédit en fonction d'une valeur fixée par l'utilisateur;
- Corrige automatique la siccité par addition d'eau si elle est trop élevée pour la digestion anaérobie;
- Est un utilitaire très complet du point de vue technique;
- Est facile à installer;
- Ne présente actuellement qu'un calcul simplifié du délai de récupération; l'aspect économique doit par conséquent, être plus élaboré;
- Manque de convivialité dans sa forme actuelle; l'interface doit donc être améliorée :  
En 2009, le ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation du Québec (MDEIE) a octroyé un mandat à la firme d'ingénierie SNC-Lavalin afin de rendre MATTEUS plus convivial pour les utilisateurs et d'y inclure une analyse économique détaillée. La nouvelle version MATTEUS PLUS sera disponible gratuitement sur le site du MDEIE; le lancement est prévu au printemps 2010.

Ainsi, à partir d'un mélange d'intrants donné, ce chiffrier permet de suivre la composition des extrants à la sortie de chaque opération unitaire considérée dans un scénario donné. Des données de base sont disponibles dans les documents de référence, mais l'utilisateur peut y inscrire en tout temps les données qui lui sont propres ou plus près de sa réalité.

Son point faible est son interface qui rend cet utilitaire complet compliqué à utiliser. Pour l'instant, seul son concepteur peut utiliser facilement cet outil. De plus, MATTEUS présente l'aspect économique de façon moins exhaustive que RETScreen. Les améliorations, qui seront apportées par le MDEIE et SNC-Lavalin en 2009, rendront cet outil des plus intéressants pour un nombre accru d'utilisateurs potentiels.

### 3.4.2 Utilitaire RETScreen

En plus de présenter le flux monétaire du projet, cet utilitaire Excel présente un sommaire des coûts, économies et revenus du projet analysé.

Voici, selon le comité restreint, les points forts et les points faibles de RETScreen :

- Présente deux méthodes de calcul : méthode 1 (méthode simplifiée) et méthode 2 (méthode détaillée), ce qui permet d'adapter le niveau d'analyse en fonction de la précision souhaitée;
- Montre des exemples pour les saisies de données afin de donner par défaut un ordre de grandeur à l'utilisateur;
- Intègre le guide de l'utilisateur directement dans l'utilitaire, ce qui permet à l'utilisateur d'avoir réponse à son interrogation par la sélection de la cellule désirée en cliquant sur le point d'interrogation. La réponse apparaît, sinon, l'utilitaire réfère au site Web afin d'avoir accès à l'information désirée;
- Détaille les critères et analyses économiques; il est possible pour l'utilisateur d'ajouter des coûts auxquels le concepteur n'aurait pas pensé (coûts de transport des cosubstrats, etc.). Il s'agit du point fort de l'utilitaire;
- Ne comporte pas d'aide pour calculer les quantités d'effluent produites par l'exploitation outre les simples caractéristiques (matière sèche, matière volatile, potentiel méthanogène). Il s'agit d'une faiblesse importante pour l'utilitaire;
- Omet l'information sur les teneurs en azote, phosphore et potassium, ce qui signifie qu'il ne présente aucune information utile pour planifier le plan d'épandage, la valorisation agronomique du digestat, etc.;
- Ne tient pas compte, relativement aux intrants, des analyses spécifiques aux producteurs; l'utilitaire utilise des données de production de biogaz par type d'animal, et ce, par défaut (par le poids moyen des animaux et le nombre d'animaux). Il s'agit de la principale faiblesse de l'utilitaire;
- Manque de visibilité direct dans l'utilitaire des étapes de calculs effectués par RETScreen (les formules utilisées ne sont pas visibles);
- N'est pas assez spécifique pour la méthanisation, surtout agricole;
- Ne tient pas compte suffisamment des particularités des différents projets (il n'est pas toujours possible de modifier les données de référence pour adapter le scénario et la liste prédéfinie des intrants fournis par défaut est trop restrictive) et n'est pas facile à utiliser, car il s'adresse à une diversité d'énergie propre. Cela cause donc problème à l'utilisateur pour qui il est difficile de se retrouver dans toutes les feuilles de calcul;
- Atteinte difficile des objectifs et cheminements sans formation préalable.

Par conséquent, chaque utilitaire (MATTEUS et RETScreen) présente des points forts et faibles, ce qui fait qu'une combinaison des deux utilitaires présente une complémentarité intéressante.

## 4 Élaboration du cadre d'analyse

### 4.1 Le but du cadre d'analyse

Le cadre d'analyse est un outil ayant pour but d'aider un conseiller technico-économique dans son cheminement visant à informer un producteur de porc intéressé à la méthanisation. Il vise à présenter les différentes étapes et le cheminement amenant le producteur de porc à prendre une décision. Il est donc primordial de prévoir les questionnements et les besoins en information du producteur en cours de processus décisionnel.

Ce cadre d'analyse définit tous les aspects – techniques, économiques, agronomiques, environnementales (ex. gaz à effet de serre) et climatologiques – pertinents, pouvant influencer la prise de décision par les producteurs. Il est basé sur les forces des outils/méthodes présents sur le marché et a été complété de formules mathématiques pour les aspects qui n'auront pas été pris en considération par les outils/méthodes existants.

### 4.2 Choix des outils informatiques

Dans le cadre du projet, l'utilitaire MATTEUS a été utilisé pour évaluer le potentiel méthanogène des mélanges et les volumes et concentrations en azote, phosphore et potassium. L'utilitaire RETScreen n'a pas été directement utilisé; ce dernier a inspiré les analyses économiques des scénarios du projet. Il serait intéressant d'analyser l'utilitaire Méthasim (France) et la nouvelle version de MATTEUS, soit MATTEUS Plus, mais les échéances ont fait en sorte que ceux-ci n'ont pas été explorés. L'idéal est que l'utilisateur puisse utiliser les données propres à sa situation, mais les différents utilitaires ont leurs limites. L'utilisateur a besoin de connaissances de base et se doit de bien connaître les critères de formulation des mélanges.

### 4.3 Le cadre d'analyse

Cet outil est présenté sous la forme d'un guide et d'une liste d'éléments clefs (annexe 1) qui permettra aux intervenants de ne pas oublier de points visant à aider le producteur dans son processus décisionnel. L'outil est présenté sous forme d'un document papier et servira à recueillir l'information et les données fournies par le producteur, tout en aidant l'intervenant à utiliser les utilitaires appropriés pour effectuer les différentes analyses (MATTEUS, logiciel de PAEF, etc.).

Voici dans l'ordre les principales étapes du cadre d'analyse. À la suite de cette rencontre, il y aura une analyse préliminaire menant à une prise de décision.

1. Connaître les objectifs du producteur
2. Expliquer les principes de méthanisation et les technologies au producteur
3. Connaître la situation actuelle du producteur (premier *go* ou *no go*)
4. Faire une étude préliminaire (deuxième *go* ou *no go*)
5. Réaliser une étude de faisabilité (troisième *go* ou *no go*)
6. Prise de décision de démarrage du projet
7. Réaliser les plans et devis complets du promoteur retenu

### **1. Connaître les objectifs du producteur**

Cette section permet au conseiller de déterminer si la méthanisation permettra de répondre aux objectifs fixés par le producteur. Il est important de prioriser les objectifs du producteur. Les principaux objectifs pouvant être rencontrés sont :

- Diminuer les coûts de chauffage des bâtiments;
- Diminuer le coût en électricité;
- Diminuer les odeurs à l'épandage;
- Régler une problématique de surplus de phosphore;
- Améliorer la cohabitation avec le voisinage;
- Avoir un délai de récupération souhaité;
- Trouver une solution à l'augmentation du prix des engrais;
- Détruire les pathogènes contenus dans le lisier;
- Générer un revenu par la vente d'énergie;
- Générer un revenu provenant des crédits de carbone;
- Valoriser l'utilisation d'intrants disponibles à la ferme;
- Autres points importants soulignés par le producteur.

### **2. Expliquer les principes de méthanisation et les technologies au producteur**

Cette étape permet au conseiller d'informer le producteur concernant les technologies disponibles ainsi que sur le principe de la méthanisation. Les points abordés sont les suivants :

- Expliquer les principes de la digestion anaérobie;
- Expliquer les différents types de méthaniseurs :
  - Thermophiles, mésophiles, psychrophiles
  - Batch, semi-continu, continu
  - À la ferme ou collectif
- Importance des intrants (co-substrats) et extrants et leur gestion;
- Description des filières énergétiques possibles;
- Fonctionnement des différents systèmes disponibles au Québec;
- Informer le producteur des subventions disponibles;
- Proposer des documents expliquant la méthanisation à la ferme de façon vulgarisée;
- Discuter de ce qui se passe dans ce domaine dans les pays leaders (les critères de succès).

### **3. Connaître la situation actuelle du producteur**

Cette section permet au conseiller de rassembler les données actuelles du producteur. Ces données seront analysées afin d'évaluer l'intérêt d'investir dans un méthaniseur en fonction des objectifs fixés. Les informations suivantes sont recueillies par le conseiller lors de la première visite chez le producteur :

- Caractéristiques du lisier produit (volume et concentration) par fosse et par bâtiment;
- Coût de chauffage et d'électricité par bâtiment;
- Coût de transport du lisier vers les sites d'épandage;
- Coût d'épandage du lisier au champ;
- Coût en achat d'engrais;
- Disponibilité en intrants (caractéristiques et volumes) sur la ferme pouvant alimenter le digesteur;

- Disponibilité des cosubstrats pouvant alimenter le méthaniseur et la distance à parcourir à l'extérieur de la ferme;
- Diagnostic sur les excédents de phosphore;
- Relation avec les voisins : problématique de cohabitation avec le voisinage par rapport aux odeurs;
- Accessibilité aux subventions;
- Infrastructures existantes ciblées pouvant être utilisées lors de l'installation du méthaniseur.

À la suite de l'étape 3, il y a un premier « *go* » ou « *no go* ».

#### **4. Faire une étude préliminaire**

L'objectif de l'étude préliminaire est de déterminer rapidement et de façon simplifiée (estimation) l'intérêt du producteur à investir dans la méthanisation avant d'aller en détail dans l'analyse du projet. Cette étape permet de définir de façon grossière le montant de l'investissement que le producteur devra défrayer pour la production de biogaz à la ferme et définir également l'impact sur sa trésorerie. L'idée ultime est de vérifier l'intérêt économique du producteur pour cette technologie. L'étude préliminaire a pour but de constater s'il y a concordance entre les objectifs visés par le producteur, la situation actuelle de la ferme et la viabilité économique du projet de méthanisation.

Cette étape est abordée lors de la deuxième visite chez le producteur et représente un deuxième « *go* ou *no go* ». Afin d'analyser la situation, certains critères ont été déterminés :

- Critères techniques
  - Évaluation préliminaire de la capacité méthanogène des intrants disponibles
  - Type d'intrants utilisés, disponibilité et coûts
  - Estimé des coûts en infrastructures et équipements
- Critères agronomiques
  - Valorisation du digestat
  - Valorisation de la fraction solide et liquide
- Critères économiques
  - Dépenses
  - Aides financières à l'investissement
  - Revenus
  - Analyse de rentabilité financière du projet
  - Analyse de risque
- Critères environnementaux et réglementaires
- Critères sociaux (cohabitation)

#### **5. Réaliser une étude de faisabilité**

L'étude de faisabilité est abordée lors de la troisième rencontre avec le producteur lorsque les étapes 1 à 4 ont été concluantes. Elle a pour but d'évaluer l'implantation de la technologie de biogaz en tenant compte des caractéristiques propres à l'entreprise (coûts réels basés sur l'appel d'offres et devis) ainsi que de son intérêt envers la méthanisation. L'étude de faisabilité reprend les mêmes paramètres que l'analyse préliminaire, hormis que pour cette étude de faisabilité, le montant de l'investissement et l'impact sur les flux de trésorerie reflètent les caractéristiques propres à l'entreprise. (Cette étape représente le troisième « *go* ou *no go* »).

Dans le cadre du projet, l'analyse se termine à l'étude de faisabilité. Cependant, les étapes suivantes (étapes 6 et 7) doivent être prises en compte, mais elles ne seront pas élaborées.

## **6. Prise de décision de démarrage du projet**

À cette étape, certaines personnes doivent être contactées lorsque le producteur décide de démarrer le projet :

- Institutions financières
- Ingénieurs
- Promoteurs
- Entrepreneurs
- Etc.

L'objectif de ces prises de contact est d'obtenir des soumissions, obtenir l'acceptation du financement par une institution financière, obtenir de l'aide financière et respecter les divers paramètres réglementaires.

## **7. Plans et devis complets du promoteur retenu**

Ce point est applicable lorsqu'il y a eu décision de démarrage du projet. L'étape 7 est une étape importante, cependant, elle ne sera pas élaborée dans le cadre du présent projet.

- Démarrage
- Construction de l'installation
- Raccordement au réseau électrique
- Suivi du projet

## 5 Élaboration des scénarios

L'objectif principal de l'analyse de certains scénarios était de valider le cadre d'analyse proposé. Trois scénarios ont été sélectionnés afin de représenter certaines situations typiques du marché porcin québécois. Chacun des scénarios possède ses propres particularités et plusieurs variantes ont été étudiées à l'intérieur d'un même scénario. Pour chacun des scénarios, l'option la plus rentable a été considérée afin de réaliser une analyse technique, agronomique, environnementale et économique plus détaillée. Les trois scénarios analysés seront appelés : scénario 1, scénario 2 et scénario 3. Il a été considéré que le biodigesteur fonctionne en mode semi-continu pour tous les scénarios. Il est important de noter que les références concernant le potentiel méthanogène des différents intrants sont variables d'un auteur à l'autre. Il est donc primordial de consulter un spécialiste avant d'entreprendre toute démarche.

### ATTENTION

**Les trois scénarios présentés ci-dessous peuvent ne pas être optimisés. Les coûts des investissements utilisés dans les scénarios sont sujets à changement puisque la durée du projet s'est échelonnée sur plus d'un an. Les coûts ont été vérifiés avec des fournisseurs et consultants, mais ceux-ci resteront dans l'anonymat. Chaque cas étant unique et ayant ses spécificités, les données et analyses présentées dans les scénarios ci-bas ne doivent, en aucun cas, être utilisés lors de l'élaboration d'un projet réel.**

### 5.1 Analyse du scénario 1

#### 5.1.1 Résumé du scénario 1

Le scénario 1 tient compte d'une production de biogaz sur une ferme d'engraissement porcin avec utilisation de boues d'abattoirs, de résidus de meunerie et de centre de grain et du lisier comme intrants et valorisation du biogaz pour le chauffage d'une chaudière dans une meunerie situé à 3,5 km du site de méthanisation ou l'alimentation d'une génératrice.

Ce scénario implique une meunerie qui a pour objectif de remplacer l'utilisation du gaz naturel par du biogaz produit à la ferme, à partir de différents intrants dont le lisier de porc, ceci afin de chauffer la chaudière servant dans le processus de fabrication de la moulée.

La particularité de ce scénario est d'utiliser différents intrants ayant un bon potentiel méthanogène, tout en utilisant du lisier de porc. Les différents intrants sont :

- Résidus de production de la meunerie;
- Résidus du centre de grain (localisé près de la meunerie);
- Lisier de porc provenant de deux fermes porcines voisines « ferme 1 » et « ferme 2 »;
- Boues d'abattoir provenant d'un abattoir de porcs situé à proximité du site de méthanisation;
- Boues d'abattoir provenant de deux abattoirs de volailles situés à proximité du site de méthanisation.

Le site de méthanisation ainsi que les différentes sources d'intrants sont situés dans la région de la Montérégie. Le biodigesteur planifié sera installé sur le site comprenant un engraissement porcin. Le biogaz produit sera transporté par conduites souterraines sur 3,5 km pour être utilisé à la meunerie afin de chauffer une chaudière servant dans le processus de fabrication de moulée. Quant aux intrants, ils seront transportés principalement par camion de la source jusqu'au site de méthanisation. Considérant la quantité importante d'intrants à traiter, l'ajout de différentes structures d'entreposage devront être envisagées à celles existantes.

La figure 3 permet de visualiser le schéma d'écoulement de l'ensemble du scénario (les explications détaillées sont disponibles à l'annexe 2).



### 5.1.2 Étude préliminaire et détaillée

Un exemple d'étude préliminaire est présenté à l'annexe 3 en fonction du scénario 1 uniquement. L'objectif de cette étude est de déterminer rapidement et de façon simplifiée (estimation) l'intérêt du producteur à investir dans la méthanisation avant d'aller en détail dans l'analyse du projet. Cette étape permet de définir de façon grossière le montant de l'investissement que le producteur devra défrayer pour la production de biogaz à la ferme et définir également l'impact sur sa trésorerie. L'idée ultime étant de vérifier l'intérêt économique du producteur pour cette technologie. L'étude préliminaire a pour but de constater s'il y a concordance entre les objectifs visés par le producteur, la situation actuelle de la ferme et la viabilité économique du projet de méthanisation.

L'étude détaillée reprend tous les postes de dépense, mais définit plus précisément chaque poste (annexe 4).

### 5.1.3 Analyse technique et agronomique

#### 5.1.3.1 Intrants disponibles et utilisés

##### ***Ferme 1***

Le premier fournisseur, soit la ferme 1, site où serait installé le biodigester, est une porcherie d'engraissement de 2 400 places opérée en tout plein-tout vide. Cette ferme possède une structure d'entreposage d'environ 7 000 m<sup>3</sup>. La quantité de lisier disponible à cette ferme est approximativement de 2 550 m<sup>3</sup>/an. Il est à noter que la capacité de la fosse à lisier actuelle est beaucoup plus grande que la capacité requise. Cette capacité excédentaire sera utilisée pour contenir le digestat issu du méthaniseur.

##### ***Ferme 2***

Le deuxième fournisseur, la ferme 2, est une maternité porcine de 1 500 truies produisant 7 300 m<sup>3</sup>/an de lisier. Cette ferme est située à environ 5 km du site de méthanisation.

##### ***Meunerie et centre de grains***

Le troisième fournisseur, la meunerie, produit de la moulée et elle doit disposer régulièrement de résidus de moulée. La quantité de résidus utilisée pour les analyses est de 270 tonnes/an. Quant au quatrième fournisseur, le centre de grain, il produit environ 550 tonnes/an de résidus de criblure.

##### ***Centres de découpes***

Le cinquième fournisseur comprend trois centres de découpe. Ces trois sources différentes fourniront des boues d'abattoir de porc et de volaille. Des quantités totales de 1 000 tonnes/an de boues de porcs seront utilisées ainsi que 12 000 tonnes/an de boues de volaille.

#### 5.1.3.2 Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 1

Afin de déterminer les recettes en intrants à incorporer au méthaniseur, deux méthodes de calcul ont été retenues soit : *Recette méthode 1* (basée sur des critères québécois) et *Recette méthode 2* (basée sur des critères européens). La méthode européenne sera utilisée uniquement pour le présent scénario.

Les deux critères importants qui influencent la planification des mélanges en intrants à incorporer à un digesteur anaérobie sont : la siccité du mélange et la concentration en azote

ammoniacal. En cours de projet, par suite de discussions avec un spécialiste en méthanisation en France, il a été mentionné que les critères d'élaboration des mélanges en intrants en Europe sont différents du Québec.

Selon la méthode 1, lors des analyses avec l'outil MATTEUS (Québec), il a été considéré que le mélange d'intrants devait avoir une siccité aux environs de 12 % avant digestion (valeur maximum pour les lisiers d'après EPA, 2002), et que la concentration en azote ammoniacal dans le digesteur ne devait pas dépasser 3 g/L (limite toxique d'après Mignone, 2005). Cependant, les critères de conception utilisés en Europe sont différents. En effet, la siccité utilisée (soit un maximum de 12 %), est plutôt un critère à respecter en aval du méthaniseur (digestat), plutôt que le mélange en amont. Le mélange d'intrants pourrait avoir une siccité allant jusqu'à 20 % à son entrée dans le réacteur (peut varier selon la méthode de manutention des intrants vers le digesteur), car différents processus entourant la digestion des intrants auront pour effet de diminuer la siccité du digestat. En effet, du carbone sera utilisé dans le processus de méthanisation, ce qui aura pour effet de réduire la siccité du mélange. En fin de processus, le produit sortant du digesteur doit alors avoir une siccité maximale de 12 % pour pouvoir être pompé vers les fosses d'entreposage.

De plus, le critère limitatif de concentration en azote ammoniacal dans le digestat est de 5 g/L en Europe comparativement à 3 g/L utilisé avec MATTEUS au Québec. Ainsi, les facteurs limitatifs concernant la siccité et la concentration en azote ammoniacal dans le digesteur ont été considérés afin d'avoir une recette de type « québécoise » et une recette de type « européenne » pour en constater les impacts. Pour le cas du scénario 1, comparativement à la méthode « québécoise », la méthode européenne a permis de retirer en totalité l'eau de dilution ainsi qu'une partie importante du contenu en lisier de porc.

Il faut bien comprendre que le choix de ces 3 ou 5 g/L n'est pas complètement distinct. L'effet dépressif de l'azote ammoniacal sur le pouvoir méthanogène peut effectivement se faire sentir avant 5 g/L, mais si les intrants responsables de ces niveaux d'azote sont très méthanogènes, le gain peut être supérieur, c'est-à-dire que le surplus de pouvoir méthanogène est (ou peut être) supérieur à l'effet dépressif. Il existe quelques courbes de réponse, mais il est préférable d'effectuer des tests sur les mélanges.

### **Recettes retenues**

Le scénario 1 est intéressant, car il comporte une diversité intéressante en intrants disponibles avec une capacité méthanogène relativement bonne. *A priori*, quatre recettes différentes ont été considérées et analysées selon la méthode 1 de formulation des mélanges et une recette selon la méthode 2 (tableau 10). Elles sont identifiées comme suit : S1.1 signifie la recette 1 du scénario 1, S1.2 signifie la recette 2 du scénario 1 et ainsi de suite (la même nomenclature sera utilisée pour les scénarios 2 et 3).

Selon la méthode 1 de formulation, la S1.2 a été retenue car elle présente l'un des potentiels méthanogènes le plus élevé ainsi qu'un rapport C/N (carbone/azote) et une siccité optimaux. Il s'agit ici de la *Recette issue de la méthode 1* de formulation basée sur des critères québécois.

Selon la méthode 2 de formulation, la S1.5 retenue présente un potentiel méthanogène légèrement plus faible que la recette S1.2, mais elle ne comporte pas d'eau de dilution et de lisier de maternité, ce qui réduit de façon significative le volume du mélange à gérer. En outre, le lisier de maternité ajoute de l'azote au mélange tout en ayant un faible pouvoir méthanogène comparativement aux autres intrants. Il s'agit ici de la recette issue de la méthode 2 basée sur des critères européens.

**Tableau 10 Recettes analysées pour le scénario 1**

Intrants	Unité	Recettes selon méthode 1				Méthode 2
		S1.1	S1.2	S1.3	S1.4	S1.5
Boues abattoir porc	t/an	1 000	<b>1 000</b>	1 000	1 000	<b>1000</b>
Boues abattoir volaille	t/an	5 000	<b>5 000</b>	5 000	5 000	<b>5000</b>
Boues abattoir volaille	t/an	7 000	<b>7 000</b>	7 000	7 000	<b>7000</b>
Lisier de porc engraissement (préfosse)	t/an	2 550	<b>2 550</b>	2 550	2 550	<b>2550</b>
Lisier maternité	t/an	7 300	<b>7 300</b>	7 300	7 300	<b>0</b>
Fumier de dindon sur paille	t/an	500	---	---	---	<b>0</b>
Résidus de moulée	t/an	270	<b>270</b>	270	---	<b>270</b>
Criblures du centre de grain	t/an	550	<b>550</b>	---	---	<b>550</b>
Total annuel <sup>a</sup>	t/an	24 170	<b>23 670</b>	23 120	22 850	<b>16 370</b>
Siccité du mélange <sup>b</sup>	%	11,0	<b>9,6</b>	7,8	6,8	<b>12,7</b>
Rapport C/N	---	9,0	<b>9,3</b>	8,5	8,4	<b>11,0</b>
Eau de dilution	t/an	8 013	<b>4 245</b>	988	0	<b>0</b>
Potentiel méthanogène brut	m <sup>3</sup> /an	1 379 668	<b>1 219 829</b>	996 679	883 330	<b>1 142 127</b>

<sup>a</sup> Le total annuel n'inclut pas l'eau de dilution.

<sup>b</sup> La siccité présentée dans ce tableau correspond à la moyenne pondérée des intrants tels que reçus.

Les différences des recettes se situent dans la nature des intrants utilisés. La recette S1.1 inclut tous les intrants disponibles pour le mélange. Cette recette n'a pas été retenue car elle nécessite une grande quantité d'eau de dilution (8 013 tonnes par an) afin de respecter la concentration limite en azote ammoniacal. La recette S1.2 tient compte de tous les intrants disponibles excepté le fumier de dindon, celui-ci étant un intrant ayant une siccité assez élevée et contenant une bonne quantité d'azote. Cette recette requiert environ deux fois moins d'eau de dilution comparativement à la recette S1.1, tout en ayant un bon potentiel méthanogène. Les recettes S1.3 et S1.4 sont considérablement moins méthanogènes, bien que leurs besoins en eau de dilution soit de beaucoup inférieur à la recette S1.2. Le choix de la recette S1.2 repose en premier lieu sur son potentiel méthanogène et en second lieu sur le compromis d'ajout d'eau de dilution. Ce mélange aura besoin de 4 245 t/an d'eau de dilution afin de limiter la teneur résultante toxique en azote ammoniacal après la digestion, soit la limite toxique de 3 g/L comme expliquée dans la littérature.

La recette S1.5 issue de la méthode 2 de formulation a été retenue car son potentiel méthanogène est légèrement plus bas que la recette S1.2, alors que le volume de mélange est significativement inférieur. Cette réduction de volume aura comme impact de réduire les coûts liés au digesteur, aux structures d'entreposage, au transport et à l'épandage.

Tel que décrit dans la description générale du scénario 1 ci-haut, deux méthodes de formulation ont été utilisées afin de réaliser les mélanges en intrants pour le présent scénario. Il y a seulement deux différences entre ces deux méthodes et elles sont au niveau de la limite admissible de deux paramètres de formulation des mélanges soit : la siccité et la concentration en azote ammoniacale telle que mentionné ci-haut en début de section. Le tableau 11 indique les résultats pour ces deux critères pour les deux mélanges retenus pour le scénario.

**Tableau 11 Paramètres différents selon les deux méthodes de formulation des mélanges en intrants<sup>a</sup>**

Paramètres	Méthode 1 (Québec)		Méthode 2 (Europe)	
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie
Siccité (%)	8,2	4,7	12,7	7,4
Concentration azote ammoniacal (g/L)	3,59	2,99	4,26	4,26

<sup>a</sup> Ces valeurs incluent l'eau de dilution (si nécessaire) tel que précisé au tableau 10 et ont été obtenus par MATTEUS.

## 5.1.4 Biogaz

### 5.1.4.1 Production

L'analyse du potentiel méthanogène a été effectuée avec l'utilitaire MATTEUS développé par Hydro Québec. Il est important de noter que l'effet cyclique des saisons n'est pas pris en compte. Les principaux résultats émanant de MATTEUS sont :

- l'ajout d'eau de dilution au mélange
- la production de biogaz brut
- la production de biogaz net
- les pertes en biogaz
- la concentration en azote ammoniacal avant et après dilution
- la composition du mélange d'intrants, des jus ultimes et des boues ultimes
- les caractéristiques du biogaz produit.

Le tableau 12 présente les estimations quant à la quantité de biogaz produit.

**Tableau 12 Quantité de biogaz produit selon la recette retenue utilisant les méthodes 1 et 2 de formulation<sup>a</sup>**

Caractéristique	Méthode 1	Méthode 2
	(recette S1.2)	(recette S1.5)
	m <sup>3</sup> /an	m <sup>3</sup> /an
Production de biogaz brut	1 219 829	1 142 127
Production de biogaz net	1 001 936	1 016 864
Biogaz utilisé pour chauffer le réacteur et autres pertes	217 894	125 263

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS.

Il est estimé que la recette S1.2 (méthode 1) permet une production de biogaz brute annuelle de 1 219 829 m<sup>3</sup> (tableau 12), ce qui représente une production quotidienne de 3 342 m<sup>3</sup>. De cette quantité brute, il faut soustraire une quantité totale de 217 894 m<sup>3</sup> de biogaz nécessaire pour chauffer le digesteur (214 682 m<sup>3</sup>/an) et afin de considérer les pertes reliées au procédé de purification (3 212 m<sup>3</sup>/an). En effet, une certaine partie du biogaz produit doit être utilisée afin de maintenir le digesteur à une température optimale pour assurer le bon fonctionnement des bactéries. Le calcul de la quantité de biogaz utilisé pour chauffer le digesteur est basé sur une moyenne des fluctuations. Les fluctuations de production et d'utilisation n'ont pas été considérées.

La recette S1.5 (méthode 2) permet une production de biogaz brut annuelle de 1 142 127 m<sup>3</sup> (tableau 12) dont il faut soustraire une quantité totale de 125 263 m<sup>3</sup> en biogaz nécessaire pour chauffer le digesteur (122 287 m<sup>3</sup>/an) et afin de considérer les pertes reliées au procédé de purification (2 976 m<sup>3</sup>/an). Ces dernières sont reliées principalement à la réduction de H<sub>2</sub>S passant d'environ 2 000 ppmv à 100 ppmv et à la condensation de la vapeur d'eau de saturation du biogaz brut qui passe de 35°C à 20°C après traitement.

La différence de production de biogaz nécessaire pour chauffer le biodigesteur reliée aux deux recettes s'explique par le fait que le chauffage du digesteur est évalué sur une base volumique qui tient compte du débit des matières humides indépendamment du potentiel de matières organique. Donc, il en coûtera moins cher en biogaz lorsqu'il y a moins de matières humides à chauffer, ce qui explique que la recette issue de la méthode 2 produit une quantité nette de biogaz supérieure à la recette issue de la méthode 1.

#### 5.1.4.2 Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz

Le tableau 13 présente les caractéristiques du biogaz obtenu par le mélange d'intrants.

**Tableau 13 Caractéristiques du biogaz pour les deux recettes<sup>a</sup>**

		Quantité biogaz (m <sup>3</sup> )/an	% CH <sub>4</sub>	PCI <sup>b</sup> (GJ/an)	H <sub>2</sub> S (ppmv)
Recette S1.2 (méthode 1)	Biogaz brut	1 219 829	56,0	24 460	2 660
	Biogaz net	1 001 936	56,1	20 144	100
Recette S1.5 (méthode 2)	Biogaz brut	1 142 127	56,8	23 248	2 633
	Biogaz net	1 016 864	57,0	20 752	100

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS.

<sup>b</sup> Pouvoir calorifique inférieur.

Tel que mentionné dans la littérature, il est nécessaire de désulfurer le biogaz lorsque la quantité en H<sub>2</sub>S est située entre 100 et 500 ppmv dans le but d'éviter des problèmes de corrosion réduisant la durée de vie des équipements. Dans le présent cas des deux recettes, le biogaz produit a une concentration en H<sub>2</sub>S d'environ 2 660 ppmv. Un procédé de désulfuration doit être utilisé pour réduire cette concentration à moins de 100 ppmv, soit la limite acceptable pour son utilisation par une chaudière ou encore une génératrice soit à 100 ppmv. À la suite du traitement du biogaz, la concentration en CH<sub>4</sub> dans le biogaz est demeurée similaire pour les deux recettes (entre 56 et 57 %). La concentration en méthane dans le biogaz est similaire aux données retrouvées dans la littérature, soit entre 50 et 65 % (Görish et Helm, 2006).

**Tableau 14 Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 1**

	Biogaz net		Équivalences	
	Quantité annuelle (m <sup>3</sup> /an)	Quantité journalière (m <sup>3</sup> /jour)	Gaz naturel (m <sup>3</sup> /an)	Propane (L/an)
Recette S1.2 (méthode 1)	1 001 936	2 745	531 644	815 546
Recette S1.5 (méthode 2)	1 016 864	2 786	547 691	840 162

Pour mieux illustrer ce que représente la quantité de biogaz produit annuellement (brut et net), le tableau 14 présente les équivalences en gaz naturel et en propane. Afin de calculer les équivalents en gaz naturel et propane, il est important de connaître le pouvoir calorifique de ces différents combustibles. Pour calculer l'équivalent en gaz naturel, le rapport entre le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du biogaz et le PCI du gaz naturel (37,89 MJ/m<sup>3</sup>, Gaz Métro, 2009) doit être effectué sur la même base d'unité. Pour la production nette de biogaz de ce scénario, un équivalent annuel en gaz naturel de 531 644 m<sup>3</sup> est obtenu pour la recette S1.2 et de 547 691 m<sup>3</sup> pour la recette S1.5.

Pour calculer l'équivalent en propane, un calcul similaire est effectué. Le rapport entre le PCI du biogaz et celui du propane, qui est de 24,7 MJ/L (Association canadienne du gaz propane, 2008), équivaut à 815 546 L de propane annuellement pour la recette S1.2 et de 840 162 L pour la recette S1.5.

Ainsi, par rapport aux résultats obtenus avec la recette S1.2 (méthode 1 de formulation), la méthode 2 de formulation a pour effet d'augmenter la production nette de biogaz. Ceci s'explique par la moins grande quantité de biogaz nécessaire pour chauffer le digesteur considérant que la quantité d'intrants est inférieure à la recette issue de la méthode 1.

#### **5.1.4.3 Valorisation de l'énergie**

Pour les deux types de mélanges, dans le présent scénario, deux avenues possibles ont été évaluées concernant la valorisation du biogaz. En premier lieu, la totalité du biogaz est utilisée pour alimenter la chaudière de la meunerie et la deuxième possibilité est d'utiliser tout le biogaz pour alimenter une génératrice servant à produire de l'électricité (cogénération).

##### ***Alimentation de la chaudière de la meunerie***

De mars 2008 à mars 2009, selon le propriétaire de la meunerie, une quantité de 497 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel (701 355 m<sup>3</sup> de biogaz à 57 % méthane) à un prix moyen de 0,46 \$/m<sup>3</sup> (donnée fournie par le producteur) a été utilisée afin d'alimenter la chaudière de la meunerie. Cette donnée sera utilisée pour les deux autres scénarios. Ainsi, une production nette de 1 001 936 m<sup>3</sup> de biogaz à 56,1 % de méthane pour la recette S1.2, équivaut à une quantité de 531 644 m<sup>3</sup> de gaz naturel. Quant à la recette S1.5, elle permet de produire une quantité nette de 1 016 864 m<sup>3</sup> de biogaz à 57,0 % de méthane ou 547 691 m<sup>3</sup> de gaz naturel.

Considérant que la meunerie ne fonctionne pas 365 jours par année, un pourcentage d'utilisation du biogaz a été fixé à 70 %. En effet, la meunerie est en opération 24 heures sur 24, et ce, 5 jours sur 7. Par conséquent, durant la fin de semaine, le biogaz est simplement brûlé dans l'atmosphère. La meunerie utiliserait donc 701 355 m<sup>3</sup> de biogaz annuellement pour la recette S1.2; la différence entre la production et l'utilisation est de 300 581 m<sup>3</sup> de biogaz. Pour la recette S1.5, la quantité utilisée serait de 711 805 m<sup>3</sup> de biogaz et la différence serait de 305 059 m<sup>3</sup>. Ces quantités pourraient être utilisées à d'autres fins. Dans le cas présent, elles sont considérées être brûlées par la torchère.

En considérant que la meunerie consomme le biogaz cinq jours par semaine ou 260 jours par année, la consommation moyenne en biogaz est de 2 697 m<sup>3</sup> par jour d'opération de la meunerie. Ainsi, la production de biogaz selon la recette S1.2 et S1.5 permet tout juste de fournir 100 % des besoins en énergie de la chaudière. Ainsi, étant donné que la production de biogaz est égale ou inférieure aux besoins de la meunerie et afin de pallier les risques de rupture d'approvisionnement en biogaz, il est recommandé que la meunerie puisse avoir la possibilité de continuer à alimenter la chaudière en gaz naturel.

## Cogénération

Afin d'évaluer le potentiel de production d'électricité à partir du biogaz produit pour ce scénario, il est important de connaître l'énergie contenue par unité de biogaz (le PCI). Selon le *U.S. Environmental Protection Agency* (outil de conversion disponible en ligne<sup>19</sup>), un mètre cube de méthane équivaut à 10,501 kWh net. Cette valeur sera utilisée pour des fins de calculs économiques, mais toutes les autres valeurs proviennent de MATTEUS. Pour trouver l'énergie contenue dans le biogaz produit, le biogaz est ramené à une concentration équivalente à 100 % de méthane. Pour la recette S1.2, la production annuelle de biogaz brute étant de 1 219 829 m<sup>3</sup> à 56 % de méthane, elle équivaut à 683 104 m<sup>3</sup> de méthane, donc à environ 7 100 000 kWh brut. Quant à la recette S1.5, la production annuelle de biogaz brute (1 142 127 m<sup>3</sup> à 57 % de méthane ou 651 012 m<sup>3</sup> de méthane à 100 %) est équivalente à environ 6 800 000 kWh brut, ce qui représente environ 2 000 000 kWh à 30 % d'efficacité de la génératrice. L'énergie électrique brute apportée par le biogaz pourrait alimenter dix panneaux électriques (240 V, 400 A, considérées à 80 % de leur charge, donc 76,8 kWh). Cependant, le rendement électrique des cogénérateurs serait maintenant de 35 à 41 % selon principalement la technologie (biénergie et moteur à gaz) et la puissance du moteur.

### 5.1.5 Digestat

#### 5.1.5.1 Caractéristiques du digestat basé sur les recettes issues des méthodes 1 et 2 de formulation (québécoise et européenne)

Le tableau 15 présente les caractéristiques du mélange en considérant les intrants bruts sans eau de dilution (avant leur entrée dans le digesteur) et du mélange en considérant l'eau de dilution si requise pour les recettes S1.2 et S1.5.

**Tableau 15** Caractéristiques des recettes S1.2 et S1.5 (volume et charge en éléments fertilisants)<sup>a</sup>

	Recette S1.2 (méthode 1)		Recette S1.5 (méthode 2)
	Mélange sans eau de dilution	Mélange incluant eau de dilution	Mélange sans eau de dilution
Masse (t/an)	23 670	27 915	16 370
Volume (m <sup>3</sup> /an)	23 670	27 915	16 370
Siccité (%)	9,6	8,2	12,7
N (t/an)	117,4	117,4	93,3
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	63,2	63,2	45,7
K <sub>2</sub> O (t/an)	32,5	32,5	23,7
C / N	9,3	9,3	11,0

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS.

Comparativement à la recette issue de la méthode 1 de formulation, la méthode 2 de formulation a pour effet de réduire le volume en intrants (27 915 vs 16 370 m<sup>3</sup>/an), d'augmenter la siccité du mélange (8,2 comparativement à 12,7 %) et de réduire la charge en azote, phosphore et potassium (tableau 15).

<sup>19</sup> <http://www.epa.gov/cmop/resources/converter.html>

Il faut noter que dans le schéma d'écoulement présenté à la figure 3, une hypothèse a été posée que la sommation de la quantité en intrants était égale à la quantité d'extrants solides et liquides sortant du digesteur, ce qui ne représente pas la réalité, car une partie de la masse condensée est convertie en biogaz (le volume supplémentaire qui a alors été considéré servira de sécurité lors de l'entreposage). Le tableau 16 présente les caractéristiques du digestat brut (non séparé) obtenu des suites de la méthanisation. En comparant la sommation de la quantité en intrants avant digestion (27 915 t/an) à la quantité de digestat sortant du réacteur (26 345 t/an), le processus de méthanisation engendre une volatilisation d'environ 5,6 % (1 570 t/an) de la masse. Quant à la recette S1.5, en comparant la quantité en intrants avant digestion (16 370 t/an) à la quantité de digestat sortant du réacteur (14 912 t/an), le processus de méthanisation engendre une volatilisation d'environ 8,9 % (1 458 t/an) de la masse.

Tel que présenté au tableau 16, la quantité de digestat produit est de 26 345 t/an.

**Tableau 16 Caractéristiques du digestat des recettes S1.2 et S1.5<sup>a</sup>**

	<b>Recette S1.2 (méthode 1)</b>	<b>Recette S1.5 (méthode 2)</b>
Masse (t/an)	26 345	14 912
Volume (m <sup>3</sup> /an)	26 345	14 912
Siccité (%)	4,7	7,4
N (t/an)	117,4	93,3
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	63,2	45,7
K <sub>2</sub> O (t/an)	32,5	23,7
C / N	3,8	4,4

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS.

Le digestat (tableau 16) n'a pas les mêmes caractéristiques que le mélange d'intrants présenté au tableau 15. La masse d'azote, phosphore et potassium (N, P et K) est conservée, alors que le carbone, l'hydrogène et le soufre (C, H et S) sont en partie volatilisés lors de la formation du biogaz, ce qui diminue le rapport carbone/azote (C/N) après la digestion (enrichissement en azote sur la base des matières sèches).

### 5.1.5.2 Valorisation

Le digestat sera entièrement utilisé comme fertilisant au champ peu importe la recette du mélange. Pour ce scénario, la valorisation du lisier brut et du digestat liquides et/ou solides (si une technologie de séparation de phases est utilisée) par épandage constitue la meilleure option tant technique qu'économique étant donné la disponibilité et la proximité (moins de 5 km) des terres pour l'épandage. Par ailleurs, l'objectif était d'éviter l'ajout d'autres équipements qui pourraient augmenter les coûts et la complexité de l'ensemble du procédé. Toutefois, dans les zones en surplus où le lisier brut doit être exporté sur de grandes distances pour être valorisés, l'ajout d'une technologie de séparation de phases pourrait être avantageux.

Un nouveau PAEF (plan agroenvironnemental de fertilisation) s'avère nécessaire afin de planifier la valorisation du digestat, puisque le volume de lisier et sa charge à gérer ont changé avec l'ajout de cosubstrats (boues d'abattoirs) et d'eau au lisier. Ces ajouts ont également pour effet d'augmenter la superficie de terres requise pour l'épandage du digestat. De plus, puisque la forme de l'azote et du phosphore a aussi changée (forme minérale plus assimilable par les plantes), il en résulte une augmentation de la superficie des terres requises. Le PAEF permet

de connaître les volumes et charges à gérer, les superficies d'épandage et les distances moyennes d'épandage, ce qui permet d'évaluer les coûts liés au transport du digestat.

Selon le PAEF produit pour la situation actuelle du scénario 1, le volume annuel à gérer est de 2 250 m<sup>3</sup> (lisier seul) et la superficie d'épandage est d'approximativement 130 hectares (basé sur la quantité de phosphore prélevée par les plantes). Une simulation de PAEF pour le scénario 1 a été effectuée. L'hypothèse d'une quantité à gérer était de 27 915 m<sup>3</sup> et la superficie d'épandage nécessaire serait de 1 380 hectares. La charge de volume à gérer étant beaucoup plus grande (tableau 17), la superficie d'épandage se voit augmentée. Des démarches devront donc être entreprises auprès des receveurs (besoin de nouveaux receveurs). Les PAEF étant confidentiels, ceux-ci n'ont pas été inclus dans le présent rapport.

**Tableau 17 Comparaison des charges à gérer avant (lisier seul) et après (digestat)**

	Lisier seul (kg/an) <sup>a</sup>	Digestat (kg/an) <sup>a</sup>
N totale	14 484	117 522
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	6 885	63 367
K <sub>2</sub> O	8 313	25 124

<sup>a</sup> Dans les deux cas, le lisier a été prélevé à la préfosse lorsque les porcs étaient en fin de lot.

Par ailleurs, dans ce scénario, il est aussi nécessaire d'intégrer un PAEV (plan agroenvironnemental de valorisation) au PAEF étant donné que le mélange devient une MRF (matière résiduelle fertilisante) considérant l'ajout de résidus de moulée, de criblures et de boues d'abattoir (le PAEV est inclus dans le PAEF). Le PAEV est un règlement du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). Le PAEV est un plan de valorisation nécessaire pour la disposition agronomique de résidus provenant de productions autres qu'agricole. Ainsi, puisqu'il a eu introduction des matières d'une ou de plusieurs industries, si ces résidus sont destinés à la valorisation agricole, ils doivent, conséquemment, faire l'objet d'une demande d'autorisation et d'un plan présenté au MDDEP.

### 5.1.6 Analyse du cycle de vie par rapport aux émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du projet, une analyse du cycle de vie a été effectuée par l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA) par rapport aux émissions de gaz à effet de serre à partir du scénario 1. L'analyse présente deux scénarios; un scénario de référence (situation actuelle) et un scénario avec digestion anaérobie. Pour le scénario de référence, l'évaluation des émissions reliées aux activités agricoles a été limitée à la ferme, soit au bâtiment et à l'entreposage et aux activités réalisées en amont de la ferme comme les opérations culturales. En ce qui concerne la gestion des résidus organiques, seulement les émissions associées au transport et à l'enfouissement de ceux-ci ont été considérés. Pour le scénario comprenant la digestion anaérobie, les bâtiments de ferme, le transport des résidus, l'épandage du lisier suivant la méthanisation ainsi que les opérations culturales ont été considérées. Cette analyse présente les résultats en termes de kg de CO<sub>2</sub>e/année et ont été estimées à l'aide d'un logiciel qui est présentement en développement à l'IRDA. Les résultats d'émissions totales de gaz à effet de serre pour les deux scénarios sont de 2 762 t CO<sub>2</sub>e/année pour le scénario de référence et de 2 171 t CO<sub>2</sub>e/année pour le scénario avec digestion anaérobie. La digestion anaérobie permet donc une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 21 %, soit l'équivalent de 591 t CO<sub>2</sub>e/année. Cette diminution est attribuée uniquement au fait que le biogaz produit est utilisé en remplacement du gaz naturel.

La réduction de 21 % est minime et ne représente que 591 tonnes de CO<sub>2</sub>e/année. Afin de participer à un programme d'échange de crédit de carbone, il faudrait une réduction d'au moins 5 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année (MDEIE et MDDEP, 2008). À titre de comparaison, une voiture de grosseur moyenne (Toyota Corolla ou Honda Civic par exemple) émettra entre 3 000 et 4 000 tonnes de CO<sub>2</sub> annuellement pour environ 20 000 km/année (RNC, 2010). D'un autre point de vue, la réduction de 591 tonnes de CO<sub>2</sub>e par année est équivalente aux émissions d'une ferme porcine naisseur-finisser moyenne de 200 truies (Pelletier *et al.*, 2005). Pour plus de détails, le lecteur peut consulter le rapport complet présenté à l'annexe 5.

### 5.1.7 Impacts attendus sur les odeurs et les pathogènes

Les systèmes de méthanisation utilisés dans le secteur agroalimentaire offrent le double avantage de réduire la charge en pathogènes et en odeurs (ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales, 2007). Toutefois, le niveau de destruction des pathogènes par la digestion anaérobie varie selon les auteurs. Selon Burton et Turner (2009), le digestat est un produit stable, désodorisé et éventuellement sans pathogène qui peut être utilisé comme fertilisant ou traité. Or, un processus de méthanisation en conditions mésophiles n'a pas plus d'effet d'hygiénisation qu'un simple stockage (soit une réduction de la plupart des agents pathogènes de 1 à 2 log<sub>10</sub> sur les temps de séjour habituel) tout au plus, contrairement au processus thermophile (réduction des agents pathogènes de 4 log<sub>10</sub>). Levasseur et Dutréme (2007), ont mentionné que Couturier et Galtier (2002) ont obtenu une réduction des virus jusqu'à 3 log<sub>10</sub> à une température de 35°C et un temps de rétention théorique de 14 jours. La digestion anaérobie en conditions mésophiles ne détruirait donc pas suffisamment les pathogènes. Par contre, en conditions thermophiles, la température étant plus élevée, ces conditions éliminent plus efficacement les organismes pathogènes qu'en mésophilie et qu'en psychrophilie (Burton et Turner, 2003).

Il faut savoir qu'il existe une échelle de résistance très contrastée entre les agents pathogènes. Les virus sont généralement les premiers à partir (d'où les résultats de Couturier et Gliter). Les bactéries sont plus résistantes mais également très variables. Les abattements cités sont des valeurs moyennes pour la plupart des germes bactériens qui sont de sensibilité également moyenne.

Cela signifie que lorsqu'un élevage de porc est excréteur de salmonelle, le taux de contamination peut très largement être supérieur au niveau d'abattement observé, ce qui est le cas en méthanisation à flux continu. Lorsqu'il est question d'un système par *batch*, le problème de la recontamination se pose moins.

Dans le cas de systèmes de digestion anaérobie à la ferme, la réduction de la charge pathogène et des odeurs peut entraîner la production d'un digestat qui est mieux accepté du voisinage que le fumier ordinaire non traité (ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales, 2007). En ce qui concerne le digestat, Pain *et al.*, (1990) ont démontré que les émissions d'odeur sont réduites de 70 à 80 % (lors des premières six heures suivant l'application au champ) par rapport à un lisier brut. Il demeure toutefois difficile d'attribuer une valeur monétaire à ces avantages intangibles (ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales, 2007).

### 5.1.8 Résumé des principaux aspects réglementaires

D'abord, la loi sur la qualité de l'environnement (LQE) administrée par le ministre du développement durable de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) encadre la gestion des matières résiduelles en tout genre qui a un potentiel de polluer l'environnement. Elle pourra contrôler ainsi cette gestion à travers divers filtres.

Les municipalités doivent tenir un inventaire des matières résiduelles produites sur leur territoire ainsi qu'un recensement des installations qui les récupèrent, valorisent ou les éliminent de leur territoire. Toutes ces matières, qu'elles soient issues de domaines commercial, industriel, institutionnel ou autre, doivent faire l'objet d'une planification régionale de gestion, planification que l'on retrouve dans un Plan de gestion des matières résiduelles (PGMR) qui est révisé environ aux cinq ans et déposé au MDDEP. Toutes les industries qui ont des déchets doivent en disposer dans les lieux approuvés par le MDDEP et présentés par la municipalité. Ainsi, si une industrie cherche à s'installer un équipement de digestion anaérobie pour traiter ses matières résiduelles ou celles des autres (exemple : boues d'abattoirs), elle verra son installation retenue comme faisant partie du recensement des installations de traitement du territoire et devra s'y conformer.

De plus, une entreprise qui dispose de matières résiduelles et qui cherche à leur donner une autre utilité peut se tourner vers la valorisation agricole. Elle doit alors évaluer le potentiel agricole que pourrait avoir son produit et demander un certificat d'autorisation annuel au MDDEP pour en faire la valorisation. Le résidu une fois approuvé devient une matière résiduelle fertilisante (MRF, Guide sur la valorisation des matières résiduelles fertilisantes) et demande un encadrement avant son utilisation dans l'agriculture. La valorisation devra être examinée et présentée sous la forme d'un plan agroenvironnemental de valorisation (PAEV) qui devra être intégré au plan agroenvironnemental de fertilisation (PAEF) préparé par l'agronome de l'entreprise agricole. L'utilisation de MRF en agriculture comporte des étapes qui peuvent paraître fastidieuses et même coûteuses pour le producteur agricole mais qui sont essentielles pour la protection de l'environnement et le suivi des matières résiduelles. Ainsi, une entreprise pourrait décider de payer ces frais qui souvent sont moins dispendieux que l'enfouissement.

Dans le cas où l'entreprise utiliserait des résidus d'animaux morts ou de viande avariée, elle devra répondre aux exigences du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ) qui contrôle les opérations de transport, de manutention et de transformation associées à ces matières insalubres. Elle devrait alors faire affaire avec des entreprises certifiées ou obtenir la certification pour le faire elle-même ou même pour en faire le traitement (loi sur les produits alimentaires et règlement sur les aliments).

Il y a cependant d'autres aspects qu'il faut prendre en compte comme la construction et la valorisation. Dans ce projet, il était question de bâtir le digesteur sur le site d'une ferme agricole et d'y traiter des résidus industriels. Dans ce cas, le terrain agricole utilisé pour l'usine sera en partie dénaturé de sa vocation première et par conséquent, devra avoir l'aval de la Commission de la protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) avant d'être construit.

Par ailleurs, si l'entreprise désire transporter le biogaz produit à travers un gazoduc, elle peut utiliser le réseau de Gaz Métro moyennant des redevances et un prétraitement pour épurer le gaz et le concentrer aux seuils exigés par Gaz Métro, ce qui peut exiger des investissements supplémentaires, ou bien, implanter son propre réseau de gazoduc. Dans ce scénario la dernière option a été retenue; l'entreprise devrait donc demander un permis à la municipalité avant d'exécuter les travaux et de les réaliser conformément au code de construction de la CSA concernant les installations de gaz inflammable.

Dans le cas où l'entreprise désirerait produire de l'électricité avec son biogaz, elle fait face à deux possibilités : soit elle se fait rembourser sa facture annuelle jusqu'à zéro sans plus, ou soit elle produit suffisamment d'électricité pour répondre à un appel d'offres d'Hydro-Québec. Le premier cas ne permet pas actuellement de tirer suffisamment d'argent pour être rentable alors que le second demande une production d'électricité relativement élevée, que l'on ne retrouve pas avec le volume d'une seule ferme, ainsi que des garanties d'approvisionnement fermes.

### 5.1.9 Infrastructures et équipement

Voici les infrastructures qui devront être érigées pour assurer le fonctionnement du site de méthanisation :

- Préfosse de mélange (incluant un mélangeur)
- Biodigester (incluant un mélangeur et la torchère)
- Conduite souterraine de biogaz (entre le site du digesteur et la meunerie)
- Dalle de béton pour le biodigester
- Fosse (7 047 m<sup>3</sup> et 7 796 m<sup>3</sup>) sans toiture pour la recette S1.2
- Fosse (6 135 m<sup>3</sup>) sans toiture pour la recette S1.5
- Bâtiment en dôme (entreposage des intrants secs)
- Bâtiment de service
- Assècheur et surpresseur de biogaz (optionnel)
- Système de désulfuration
- Système de pasteurisation des déchets (optionnel)
- Aménagement extérieur et voies d'accès

Voici les équipements nécessaires :

- Pompes
- Tracteur à chargement frontal (transport des intrants secs)
- Raccordement à la grille électrique
- Panneaux de contrôle et électriques
- Adaptation de la chaudière en fonction de l'utilisation du biogaz
- Génératrice (selon le cas)

En plus des investissements mentionnés ci-haut, il est nécessaire de prendre en compte les frais d'opération, entretien et main d'œuvre, etc., qui seront plus approfondis dans la section de l'analyse économique.

### 5.1.10 Analyse économique et financière sur le procédé de méthanisation<sup>20</sup>

L'objectif de cette section est d'analyser la rentabilité de l'implantation d'un biodigester sur les finances et le flux de trésorerie annuel d'une ferme porcine. À cet effet, un scénario a été conçu en se basant sur deux recettes d'intrants; de plus, un budget partiel a été préparé. Afin de faire un survol complet de la situation économique, une analyse de sensibilité a également été réalisée.

#### 5.1.10.1 Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme

L'implantation d'un système de biométhanisation à la ferme est coûteuse et la décision doit être mûrement réfléchie. Le tableau 18 présente les frais d'investissement globaux se rattachant à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme selon les paramètres du scénario 1.

---

<sup>20</sup> Il se pourrait que la somme des montants diffère au dollar près du total du fait des arrondis.

Environ 25 % des coûts d'investissement sont reliés à l'achat du biodigester pour les deux recettes. Pour la recette issue de la méthode 1 de formulation, le coût de la préfosse et des fosses sont plus élevés que pour la recette issue de la méthode 2 puisque cette dernière contient moins d'intrants. Les coûts d'investissement sont ainsi diminués de 7 %. Malgré cette baisse, les coûts d'investissement totaux, autant pour la recette de la méthode 1 que la recette de la méthode 2, sont très élevés.

**Tableau 18 Frais des investissements totaux - scénario 1**

Investissements <sup>a</sup>	Recette méthode 1	Recette méthode 2
Frais d'analyse	51 500 \$	51 500 \$
Préfosse et fosses	328 906 \$	153 500 \$
Biodigester	706 500 \$	706 500 \$ <sup>b</sup>
Bâtiments additionnels	214 063 \$	214 063 \$
Équipements additionnels	1 095 600 \$	1 095 600 \$
<b>Sous-total</b>	<b>2 396 569 \$</b>	<b>2 221 163 \$</b>
Frais ingénierie (7 % immobilisations)	164 155 \$	151 876 \$
Imprévus <sup>c</sup>	256 072 \$	237 304 \$
<b>Sous-total</b>	<b>420 227 \$</b>	<b>389 180 \$</b>
<b>Total</b>	<b>2 816 796 \$</b>	<b>2 610 343 \$</b>

<sup>a</sup> Les investissements incluent les options et ces dernières comprennent l'assécheur de biogaz, le compresseur ainsi que le pasteurisateur. Au total, elles représentent 381 100 \$.

<sup>b</sup> Les coûts reliés au biodigester pourraient être révisés tenant compte que la quantité d'intrants à traiter est diminuée. Par contre, la grandeur a été gardée intacte puisque le producteur pourra ajouter éventuellement des intrants supplémentaires.

<sup>c</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie.

Lors de l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme, certaines subventions sont disponibles. Le volet 14 du programme Prime-Vert, soit *Projets d'envergure pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre*, couvre jusqu'à 25 % des coûts admissibles pour un montant maximum de 1 000 000 \$. La subvention n'est applicable qu'une seule fois. La subvention attribuable à la recette méthode 1 est de 704 199 \$. En ce qui concerne la recette méthode 2, elle est de 652 586 \$.

Une seconde subvention pourrait être applicable, soit le Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). Pour être admissible à cette subvention, le mélange d'intrants doit contenir jusqu'à un maximum d'environ 10 % de matières organiques d'origine agricole. Le demandeur peut recevoir une aide financière équivalente à 25 % des coûts admissibles du projet. Or, si le projet bénéficie déjà d'une aide financière provenant du gouvernement du Québec, comme par exemple le Prime-Vert, ou du Canada, le montant de l'aide financière du MDDEP auquel il aurait droit serait diminué d'un montant équivalent aux deux tiers de l'aide financière additionnelle obtenue. Cependant, les deux recettes présentées dans ce scénario contiennent plus de 10 % de matières organiques d'origine agricole. Elles ne sont donc pas admissibles à cette deuxième subvention.

Pour évaluer la rentabilité de cet investissement, un budget partiel a été réalisé. Il permettra d'évaluer l'impact de l'implantation du système de méthanisation sur la rentabilité de l'entreprise pour la méthode 1 (tableau 19) et la méthode 2 (tableau 20). Pour ce faire, une liste des détériorations (revenus en moins et charges en plus) ainsi que des améliorations (charges en moins et revenus en plus) a été élaborée. La vente de biogaz au tarif équivalent au gaz naturel

et une hypothèse de tarification sur des redevances des boues d'abattoir ont été incluses dans les améliorations. Ces dernières totalisent des montants de 700 669 \$ pour la recette de la méthode 1 et de 706 635 \$ pour la méthode 2. Les détériorations, quant à elles, incluent entre autres les amortissements, les intérêts, les assurances, etc., et au total, sont estimées à 489 800 \$ et à 449 465 \$ respectivement pour les méthodes 1 et 2. Le projet semble donc rentable à première vue puisque les bénéfices annuels du budget partiel sont de 210 869 \$ et de 257 170 \$. Les durées de vie des investissements ainsi que les valeurs résiduelles utilisées dans le budget partiel sont décrites dans le tableau 21 et sont basées sur l'outil d'encadrement à la budgétisation disponible sur le site Internet du CRAAQ<sup>21</sup>. Pour le budget partiel, la subvention reçue a été distribuée pour chaque investissement selon la proportion de celui-ci sur le coût total.

**Tableau 19 Budget partiel de la recette issue de la méthode 1 de formulation**

1) Revenus en plus				3) Revenus en moins			
	Qté	\$/unité	Total \$	Unité	Qté	\$/unité	Total \$
Vente de biogaz <sup>a</sup>	392 759	0,46	180 669 \$				
Redevances des boues <sup>b</sup>	13 000	40	520 000 \$				
<b>Total des revenus en plus</b>			<b>700 669 \$</b>	<b>Revenus en moins</b>			<b>0 \$</b>
2) Charges en moins				4) Charges en plus			
					Qté	\$/unité	Total \$
				Amortissement <sup>c</sup>	30 ans		5 173 \$
					20 ans		42 711 \$
					10 ans		100 838 \$
				Intérêt moyen <sup>d</sup>	30 ans		4 653 \$
					20 ans		22 871 \$
					10 ans		30 344 \$
				Entretien et réparations <sup>e</sup>			78 486 \$
				Taxes foncières <sup>f</sup>			1 718 \$
				Assurances <sup>g</sup>			23 451 \$
				Main d'œuvre			24 000 \$
				PAEV <sup>h</sup>			45 000 \$
				Frais d'épandage <sup>i</sup>	17 049	5,20	88 655 \$
				Coût d'opération <sup>j</sup>			21 900 \$
<b>Total des charges en moins</b>			<b>0 \$</b>	<b>Total des charges plus</b>			<b>489 800 \$</b>
<b>Total des améliorations</b>			<b>700 669 \$</b>	<b>Total des détériorations</b>			<b>489 900 \$</b>
<b>Bénéfice annuel</b>			<b>210 869 \$</b>				

<sup>a</sup> La production de biogaz nette - après avoir déduit les pertes et l'énergie nécessaire pour le fonctionnement du biodigester - est de 1 001 936 m<sup>3</sup> de biogaz à 56 % de méthane. Puisque la meunerie ne fonctionne qu'à 70 % du temps, une quantité de 701 355 m<sup>3</sup> de biogaz sera utilisée par celle-ci. Toutefois, le biogaz ne contient que 56 % de méthane, donc une quantité de 392 759 m<sup>3</sup> de méthane à 100 % sera vendue. Un revenu de 180 669 \$ est donc possible si le biogaz est vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup>.

<sup>b</sup> Redevances hypothétiques pour fin d'analyse préliminaire.

<sup>c</sup> Amortissement = coût d'investissement - subvention - valeur résiduelle/durée de vie.

<sup>d</sup> Coût d'intérêt = coût investissement + (coût investissement/durée de vie) - subvention x (taux d'intérêt / 2).

<sup>e</sup> CRAAQ, 2006.

<sup>21</sup> Outil d'encadrement à la budgétisation : Guide méthodologique. <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>

<sup>f</sup> Seulement les fosses, les bâtiments et les structures ont été considérés dans le calcul des taxes. Pour le fonds de terre, un terrain de trois hectares a été considéré et la valeur du terrain a été estimée selon la région où le projet est situé (La Financière agricole, 2009). Le calcul est le suivant : Investissement \* 1 % = montant taxable (CRAAQ, <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>). Une partie de ce montant peut être remboursé par le MAPAQ. Pour les fins du calcul, un remboursement de 70 % a été considéré.

<sup>g</sup> Taux de 10 \$ par 1 000 \$ avec une franchise de 2 500 \$.

<sup>h</sup> Les frais PAEV comprennent le certificat d'autorisation ainsi que les frais reliés à la surveillance.

<sup>i</sup> Seulement les quantités supplémentaires d'intrants ont été considérées dans les frais d'épandage.

<sup>j</sup> Les coûts d'opération comprennent les frais reliés au fonctionnement des moteurs de la préfosse, du mélangeur du biodigesteur, de l'assécheur et du compresseur de biogaz.

**Tableau 20 Budget partiel de la recette issue de la méthode 2 de formulation**

1) Revenus en plus				3) Revenus en moins			
	Qté	\$/unité	Total \$	Unité	Qté	\$/unité	Total \$
Vente de biogaz <sup>a</sup>	405 729	0,46	186 635 \$				
Redevances des boues <sup>b</sup>	13 000	40	520 000 \$				
<b>Total des revenus en plus</b>			<b>706 635 \$</b>	<b>Revenus en moins</b>			<b>0 \$</b>

2) Charges en moins				4) Charges en plus			
	Qté	\$/unité	Total \$		Qté	\$/unité	Total \$
				Amortissement <sup>c</sup>	30 ans		5 173 \$
					20 ans		35 475 \$
					10 ans		99 825 \$
				Intérêt moyen <sup>d</sup>	30 ans		4 653 \$
					20 ans		18 997 \$
					10 ans		30 060 \$
				Entretien et réparations <sup>e</sup>			76 030 \$
				Taxes foncières <sup>f</sup>			1 192 \$
				Assurances <sup>g</sup>			21 697 \$
				Main d'œuvre			24 000 \$
				PAEV <sup>h</sup>			45 000 \$
				Frais d'épandage <sup>i</sup>	12 589	5,20	65 463 \$
				Coût d'opération <sup>j</sup>			21 900 \$
<b>Total des charges en moins</b>			<b>0 \$</b>	<b>Total des charges plus</b>			<b>449 465 \$</b>

<b>Total des améliorations</b>	<b>706 635 \$</b>	<b>Total des détériorations</b>	<b>449 465 \$</b>
<b>Bénéfice annuel</b>	<b>257 170 \$</b>		

<sup>a</sup> La production de biogaz nette - après avoir déduit les pertes et l'énergie nécessaire pour le fonctionnement du biodigesteur - est de 1 016 864 m<sup>3</sup> de biogaz à 57 % de méthane. Puisque la meunerie ne fonctionne qu'à 70 % du temps, une quantité de 711 805 m<sup>3</sup> de biogaz sera utilisée par celle-ci. Toutefois, le biogaz ne contient que 57 % de méthane, donc une quantité de 405 729 m<sup>3</sup> de méthane à 100 % sera vendue. Un revenu de 186 635 \$ est donc possible si le biogaz est vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup>.

<sup>b</sup> Redevances hypothétiques pour fin d'analyse préliminaire.

<sup>c</sup> Amortissement = coût d'investissement - subvention - valeur résiduelle/durée de vie

<sup>d</sup> Coût d'intérêt = coût investissement + (coût investissement/durée de vie) - subvention x (taux d'intérêt / 2).

<sup>e</sup> CRAAQ, 2006.

<sup>f</sup> Seulement les fosses, les bâtiments et les structures ont été considérés dans le calcul des taxes. Pour le fonds de terre, un terrain de trois hectares a été considéré et la valeur du terrain a été estimée selon la région où le projet est situé (La Financière agricole, 2009). Le calcul est le suivant : Investissement \* 1 % = montant taxable (CRAAQ, <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>). Une partie de ce montant peut être remboursé par le MAPAQ. Pour les fins du calcul, un remboursement de 70 % a été considéré.

<sup>g</sup> Taux de 10 \$ par 1 000 \$ avec une franchise de 2 500 \$.

<sup>h</sup> Les frais PAEV comprennent le certificat d'autorisation ainsi que les frais reliés à la surveillance.

<sup>i</sup> Seulement les quantités supplémentaires d'intrants ont été considérées dans les frais d'épandage.

<sup>j</sup> Les coûts d'opération comprennent les frais reliés au fonctionnement des moteurs de la préfosse, du mélangeur du biodigesteur, de l'assécheur et du compresseur de biogaz.

En comparant les budgets partiels des deux recettes, il est possible de remarquer que la recette issue de la méthode 2 est plus rentable puisque le revenu provenant de la vente de biogaz est plus élevé. De plus, les amortissements et les intérêts annuels sont plus faibles puisque les investissements sont réduits de 7 % comparativement à la méthode 1. Les frais d'épandage ont aussi été réduits, car le volume de digestat est moindre. La production de biogaz net est plus élevée pour la recette issue de la méthode 2 puisqu'une moins grande quantité de biogaz est nécessaire pour chauffer le biogaz.

**Tableau 21 Durée de vie et valeur résiduelle des investissements**

Investissement <sup>a</sup>	Durée de vie (ans)	Valeur résiduelle (%)
Préfosse de mélange	20	0
Deux fosses	20	0
Biodigesteur	20	0
Bâtiment en dôme	30	10
Bâtiment de service	30	10
Dalle de béton pour le biodigesteur	30	10
Mélangeur et pompe	10	5
Conduite souterraine	10	5
Tracteur	10	30
Raccordement	10	5
Panneaux de contrôle électrique	10	5
Aménagement	10	0
Retrofit chaudière	10	5
Assècheur	10	5
Désulfuration	10	5
Pasteurisation	10	5

<sup>a</sup> CRAAQ, <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>

Puisque le projet semble rentable, une analyse de flux de trésorerie a été réalisée pour les deux méthodes. Pour ce faire, une liste des frais opérationnels annuels a été dressée. Pour la recette de la méthode 1, ces frais sont estimés à 283 209 \$. Pour la deuxième recette, ils sont de 255 282 \$. Les dépenses les plus importantes pour les deux recettes sont les frais pour la réalisation du plan agroenvironnemental de valorisation (PAEV) et les frais d'épandage. Ils totalisent en moyenne 57 % des dépenses annuelles (tableau 22). Dans l'analyse économique, les coûts rattachés au plan agroenvironnemental de fertilisation (PAEF) n'ont pas été inclus dans les frais annuels puisque cette dépense est déjà défrayée par le producteur à chaque année. Certains producteurs doivent payer pour apporter des modifications à leur PAEF et d'autres non. Dans le cas de ce scénario, les coûts de modification du PAEF n'ont pas été tenus en compte, car ils sont négligeables.

**Tableau 22 Frais opérationnels annuels du scénario 1**

Frais annuels <sup>a</sup>	Recette méthode 1	% des frais annuels	Recette méthode 2	% des frais annuels
Assurances	23 451 \$	8	21 697 \$	8
Frais d'épandage	88 655 \$	31	65 463 \$	26
Main d'œuvre	24 000 \$	8	24 000 \$	9
Taxes foncières	1 718 \$	1	1 192 \$	0
Coûts d'opérations <sup>b</sup>	21 900 \$	8	21 900 \$	9
Entretien et réparations	78 486 \$	28	76 030 \$	30
PAEV	45 000 \$	16	45 000 \$ <sup>c</sup>	18
<b>Total</b>	<b>283 209 \$</b>		<b>255 282 \$</b>	

<sup>a</sup> Les frais annuels ne tiennent pas compte des coûts de transport des intrants puisqu'il est considéré dans ce scénario que ces derniers sont assumés par les fournisseurs d'intrants.

<sup>b</sup> Les coûts d'opération comprennent les frais reliés au fonctionnement des moteurs de la préfosse, du mélangeur du biodigesteur, de l'assécheur et du compresseur de biogaz.

<sup>c</sup> Les frais de PAEV de la méthode 2 devront être revus puisque la quantité d'intrants est moindre que la méthode 1. Le coût associé à cette charge risque de diminuer.

Pour les recettes des méthodes 1 et 2, les revenus provenant de la vente du biogaz sont de 180 669 \$ et 186 635 \$ respectivement. Un revenu supplémentaire annuel est possible grâce aux redevances des intrants externes (redevances chargées pour les boues d'abattoir). L'hypothèse posée est que chaque tonne utilisée dans le biodigesteur rapporte 40 \$ à l'unité de méthanisation. Ce revenu annuel s'élève donc à 520 000 \$ pour les deux recettes. Le total des revenus réalisés est donc de 700 669 \$ et de 703 361 \$ pour les méthodes 1 et 2 respectivement. Les annuités sont de 147 239 \$ pour la recette de la méthode 1 et de 136 448 \$ pour la recette de la méthode 2. Elles ont été estimées en utilisant un taux d'intérêt annuel de 5,10 %<sup>22</sup>, une mise de fonds de 25 % et une durée d'emprunt de 16 ans<sup>23</sup> (tableau 23). Finalement, les bénéfices nets annuels sont de 270 221 \$ et de 314 905 \$ respectivement pour la recette méthode 1 et recette méthode 2. Ces bénéfices sont différents de ceux du budget partiel considérant que les investissements ont été divisés selon leur durée de vie pour calculer les amortissements et les intérêts moyens par année. Pour le flux de trésorerie, un prêt de 16 ans (moyenne pondérée des durées de vie) a été considéré pour l'ensemble des investissements. Si le biogaz est vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup> de méthane, le délai de récupération est de 7,8 ans pour la méthode 1 et de 6,3 ans pour la méthode 2. Pour avoir un délai de récupération de cinq ans, le biogaz 100 % méthane devrait être vendu à 0,85<sup>24</sup> \$ et 0,65 \$/m<sup>3</sup> respectivement pour la méthode 1 et 2<sup>25</sup>.

<sup>22</sup> Taux moyen de base mensuel des entreprises de 1999 à 2009 de la Banque du Canada.

<sup>23</sup> Moyenne pondérée en fonction de la durée de vie des bâtiments et des équipements.

<sup>24</sup> Calcul du prix du m<sup>3</sup> de biogaz pour avoir un délai de récupération de cinq ans = [(Investissement – subvention) – 5 ans (bénéfice net sans vente de biogaz)] / 5 ans (quantité de biogaz à vendre) = [2 112 597 \$ - 5\*(89 552\$)] / [5\*(392 759 m<sup>3</sup>)] = 0,85 \$/m<sup>3</sup>.

<sup>25</sup> Calcul du prix du m<sup>3</sup> de biogaz pour avoir un délai de récupération de cinq ans = [(Investissement – subvention) – 5 ans (Bénéfice net sans vente de biogaz)] / 5 ans (quantité de biogaz à vendre) = [1 957 758 \$ - 5\*(128 270\$)] / [5\*(405 729 m<sup>3</sup>)] = 0,65 \$/m<sup>3</sup>.

**Tableau 23 Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 1**

	<b>Recette méthode 1</b>	<b>Recette Méthode 2</b>
Durée de l'emprunt	16 ans	16 ans
Taux d'intérêt	5,10 %	5,10 %
Mise de fonds	25 %	25 %
Quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane	392 759 m <sup>3</sup>	405 729 m <sup>3</sup>
Investissement total	2 816 796 \$	2 610 343 \$
Subvention	704 199 \$	652 586 \$
Montant à financer	2 112 597 \$	1 957 757 \$
Mise de fond (25 %)	528 149 \$	489 439 \$
Montant à emprunter	1 584 448 \$	1 468 318 \$
<b>Annuité</b>	- 147 239 \$	- 136 448 \$
Frais opérationnels annuels	- 283 209 \$	- 255 282 \$
Frais variables avec l'annuité	- 430 448 \$	- 391 730 \$
Revenus	700 669 \$	706 635 \$
<b>Bénéfice net annuel à encourir avec les annuités</b>	<b>270 221 \$</b>	<b>314 905 \$</b>
<b>Coût de production du biogaz en équivalent méthane<sup>a</sup></b>	<b>1,10 \$/m<sup>3</sup></b>	<b>0,97 \$/m<sup>3</sup></b>

<sup>a</sup> Coût de production = frais opérationnels + annuités ÷ quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane

La production nette de biogaz est de 1 001 936 m<sup>3</sup>/an (56% CH<sub>4</sub>) selon la méthode 1 et de 1 016 864 m<sup>3</sup>/an (57 % CH<sub>4</sub>) selon la méthode 2. Or, seulement une quantité de 701 355 m<sup>3</sup> (méthode 1) et de 711 805 m<sup>3</sup> (méthode 2) de biogaz est utilisé pour chauffer la chaudière de la meunerie. L'excédent produit, soit 300 581 m<sup>3</sup> et 305 059 m<sup>3</sup>, est non utilisé pour les méthodes 1 et 2 respectivement. Si ce biogaz était vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup> (équivalent 100 % méthane) pour être utilisé à d'autres fins, un revenu supplémentaire de 77 430 \$ et de 79 986 \$ serait disponible pour l'entreprise pour les méthodes 1 et 2 respectivement. Par exemple, il pourrait être vendu pour chauffer des bâtiments agricoles ou autres se situant à proximité de l'unité de méthanisation.

### 5.1.11 Analyse de sensibilité économique sur le procédé de méthanisation

L'analyse du flux de trésorerie sur 16 ans démontre que le projet est rentable. Or, il est important de se demander si le contrôle du risque associé à certaines variables sensibles notamment les frais d'investissements ainsi que les redevances des intrants externes (boues d'abattoir) peuvent modifier le bénéfice annuel du budget partiel (tableau 19 et tableau 20). Pour ce faire, une analyse de sensibilité a été faite; les résultats sont présentés aux tableaux 24 à 29. Les variables utilisées pour l'analyse de sensibilité ont été choisies en fonction de leur impact relatif sur le bénéfice annuel. Les variables sont : le coût d'investissement, le taux d'intérêt, le prix du gaz naturel et les redevances des boues d'abattoir.

#### 5.1.11.1 Variation des coûts d'investissements

Dans l'analyse de sensibilité, la marge de risque pour les coûts d'investissements varie de ± 25 %. Cette plage de variation permet de voir le poids de chacune des variables. Bien entendu, les coûts ne varieront pas de 25 %. Cela dit, il est difficile de faire une telle analyse car il y a très peu de données sur les investissements dans les conditions du Québec.

Si les équipements en option présentement inclus au procédé de méthanisation ne sont pas nécessaires, ils pourraient être exclus des investissements, réduisant ainsi les coûts. Par contre, le retrait de ces options ne doit en aucun cas nuire au bon fonctionnement du procédé. Ces options équivalent à 381 100 \$ et sont inclus dans les frais d'investissement. Elles représentent 14 % du coût total des investissements.

Le risque entourant les coûts d'investissements est moyennement élevé puisque le bénéfice annuel varie de façon inversement proportionnelle. Pour la recette méthode 1, lorsque les frais d'investissement varient de  $\pm 25\%$  ( $\pm 704\,199\ \$$ ), il y a une variation du bénéfice annuel de  $\pm 24\%$  par année ( $\pm 51\,648\ \$$ ). Pour la recette méthode 2, lorsqu'il y a une variation de  $\pm 25\%$  des coûts d'investissements ( $\pm 652\,586\ \$$ ), le bénéfice annuel varie de  $\pm 19\%$  ( $\pm 48\,546\ \$$ ) (tableau 25).

Ainsi, lorsque les options d'équipements ne sont pas tenues en compte dans les coûts d'investissements, le bénéfice sera affecté par ce changement. La suppression des options augmentera ainsi le bénéfice d'environ 15 %.

**Tableau 24 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation des coûts d'investissement pour la recette méthode 1**

Variation de l'investissement	Variation de l'investissement	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice net (\$)	Bénéfice net annuel
-25 %	-704 199 \$	24 %	51 648 \$	262 517 \$
-20 %	-563 359 \$	20 %	41 318 \$	252 187 \$
-15 %	-422 520 \$	15 %	30 989 \$	241 858 \$
15 %	422 519 \$	-15 %	-30 989 \$	179 881 \$
20 %	563 359 \$	-20 %	-41 318 \$	169 551 \$
25 %	704 199 \$	-24 %	-51 648 \$	159 222 \$

**Tableau 25 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation des coûts d'investissement pour la recette méthode 2**

Variation de l'investissement	Variation de l'investissement	Variation du bénéfice net annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Bénéfice net annuel (\$)
-25 %	-652 586 \$	19%	48 546 \$	305 716 \$
-20 %	-522 069 \$	15%	38 837 \$	296 007 \$
-15 %	-391 552 \$	11%	29 128 \$	286 297 \$
15 %	391 551 \$	-11%	-29 128 \$	228 042 \$
20 %	522 068 \$	-15%	-38 837 \$	218 333 \$
25 %	652 585 \$	-19%	-48 546 \$	208 624 \$

### 5.1.11.2 Variation du taux d'intérêt

La marge de risque qui a été appliquée au taux d'intérêt est de  $\pm 25\%$ . Le risque est moins élevé pour le taux d'intérêt comparativement aux frais d'investissement dans la mesure où le bénéfice annuel ne varie que très peu, soit de plus ou moins 5 à 7 % par rapport au scénario de base pour les deux recettes, et ce, pour une réduction ou une augmentation du taux d'intérêt de l'ordre de 25 %.

### 5.1.11.3 Variation du prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel a été considéré dans l'analyse de sensibilité en raison de son effet sur les revenus qui peuvent être réalisés par l'entreprise. La variation du prix du gaz naturel influence de manière importante le bénéfice annuel pour les deux recettes. Une augmentation de 25 % du prix du gaz naturel (0,58 \$/m<sup>3</sup>) augmente le bénéfice annuel d'environ 21 % (45 167 \$) (tableau 26) pour la recette méthode 1 et de 18 % (46 659 \$) pour la recette méthode 2 (tableau 27).

**Tableau 26 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour la recette issue de la méthode 1 de formulation**

Variation du prix du gaz naturel	Nouveau prix du gaz naturel \$/m <sup>3</sup>	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Bénéfice annuel
-25 %	0,35	-21 %	-45 167 \$	165 702 \$
-20 %	0,37	-17 %	-36 134 \$	174 735 \$
-15 %	0,39	-13 %	-27 100 \$	183 769 \$
-10 %	0,41	-9 %	-18 067 \$	192 802 \$
10 %	0,51	9 %	18 067 \$	228 936 \$
15 %	0,53	13 %	27 100 \$	237 970 \$
20 %	0,55	17 %	36 134 \$	247 003 \$
25 %	0,58	21 %	45 167 \$	256 037 \$

**Tableau 27 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour la recette de la méthode 2 de formulation**

Variation du prix du gaz naturel	Nouveau prix du gaz naturel \$/m <sup>3</sup>	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Bénéfice annuel (\$)
-25 %	0,35	-18%	-46 659 \$	210 511 \$
-20 %	0,37	-15%	-37 327 \$	219 843 \$
-15 %	0,39	-11%	-27 995 \$	229 175 \$
-10 %	0,41	-7%	-18 664 \$	238 506 \$
10 %	0,51	7%	18 664 \$	275 833 \$
15 %	0,53	11%	27 995 \$	285 165 \$
20 %	0,55	15%	37 327 \$	294 497 \$
25 %	0,58	18%	46 659 \$	303 829 \$

#### 5.1.11.4 Variation des redevances des boues d'abattoir

Pour terminer, c'est la variation des redevances des boues d'abattoir qui influence le bénéfice annuel de façon la plus importante par rapport à tous les autres paramètres. Ce revenu supplémentaire aide grandement l'entreprise à rentabiliser son investissement. La marge de risque qui a été prise en compte pour les redevances des boues d'abattoir varie entre -50 % à +100 %.

En effet, plus les redevances augmentent, plus le bénéfice annuel augmente de façon très significative. Si les redevances diminuent de 50 % (-20 \$ par tonne), le bénéfice annuel sera réduit de 123 % (-260 000 \$) (tableau 28) pour la recette méthode 1. Ce qui fera en sorte que l'investissement passera de rentable à non. Pour la recette méthode 2, le bénéfice diminuera de 101 % (-260 000 \$) (tableau 29).

**Tableau 28 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne pour la recette issue de la méthode 1 de formulation**

Variation des redevances	Nouveaux redevances	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau bénéfice annuel (\$)
-50 %	20 \$	-123 %	-260 000 \$	-49 131 \$
-40 %	24 \$	-99 %	-208 000 \$	2 869 \$
-30 %	28 \$	-74 %	-156 000 \$	54 869 \$
-25 %	30 \$	-62 %	-130 000 \$	80 869 \$
-10 %	36 \$	-25 %	-52 000 \$	158 869 \$
10 %	44 \$	25 %	52 000 \$	262 869 \$
25 %	50 \$	62 %	130 000 \$	340 869 \$
40 %	56 \$	99 %	208 000 \$	418 869 \$
50 %	60 \$	123 %	260 000 \$	470 869 \$
100 %	80 \$	247 %	520 000 \$	730 869 \$

**Tableau 29 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne pour la recette issue de la méthode 2 de formulation**

Variation des redevances	Nouveaux redevances	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau bénéfice annuel (\$)
-50 %	20 \$	-101%	-260 000 \$	-2 830 \$
-40 %	24 \$	-81%	-208 000 \$	49 170 \$
-30 %	28 \$	-61%	-156 000 \$	101 170 \$
-25 %	30 \$	-51%	-130 000 \$	127 170 \$
-10 %	36 \$	-20%	-52 000 \$	205 170 \$
10 %	44 \$	20%	52 000 \$	309 170 \$
25 %	50 \$	51%	130 000 \$	387 170 \$
40 %	56 \$	81%	208 000 \$	465 170 \$
50 %	60 \$	101%	260 000 \$	517 170 \$
100 %	80 \$	202%	520 000 \$	777 170 \$

Dans ce scénario, pour les deux recettes, les variables « redevances » ainsi que « investissement » sont celles qui influencent le plus le bénéfice annuel. Si l'entreprise perd le revenu des boues d'abattoir, le projet deviendra non viable. La viabilité du projet de méthanisation, selon le présent scénario, est majoritairement liée aux revenus provenant des boues d'abattoir. Il est donc important qu'un contrat soit signé entre l'abattoir et l'entreprise à long terme afin de s'assurer la pérennité du projet. De plus, si un bris mécanique ou biologique<sup>26</sup> concernant le biodigesteur survient, des pertes économiques non négligeables peuvent être engendrées par l'arrêt ou la diminution de production de méthane et par les coûts liés aux solutions apportées pour solutionner le problème.

## 5.1.12 Évaluation du potentiel d'un procédé de cogénération

### 5.1.12.1 Analyse économique et financière

L'objectif de cette section est de vérifier s'il est plus rentable pour l'unité de méthanisation de vendre le biogaz qu'elle produit à une unité de cogénération plutôt que de l'utiliser pour chauffer la chaudière de la meunerie. Deux mises en situations ont été tenues en compte dans cette analyse économique. La première a été réalisée en considérant le prix auquel l'unité de méthanisation doit vendre son biogaz afin d'avoir un délai de récupération de cinq ans. La deuxième a été effectuée pour déterminer le prix auquel l'unité de cogénération doit acheter le biogaz afin de vendre l'électricité qu'elle produira à un coût permettant à l'unité de cogénération d'être rentable.

Pour l'analyse économique, l'unité de méthanisation (production de biogaz) et l'unité de cogénération (production d'électricité à partir du biogaz) ont été considérées comme des entités distinctes. L'achat de la génératrice sera endossé par l'unité de cogénération (tableau 30). Pour produire de l'électricité à partir de biogaz, l'unité de cogénération doit acquérir une génératrice et des équipements additionnels. Les investissements effectués se chiffrent à 697 961 \$. L'achat de la génératrice, au coût de 300 000 \$ représente près de 50 % des coûts totaux d'investissement.

**Tableau 30 Frais des investissements totaux pour l'unité de cogénération du scénario 1**

<b>Investissement</b>	<b>avec les options</b>
Génératrice	300 000 \$ <sup>b</sup>
Équipements additionnels <sup>a</sup>	253 000 \$ <sup>b</sup>
Frais d'installation	40 000 \$ <sup>b</sup>
<b>Sous-total</b>	<b>593 000 \$</b>
Frais d'ingénierie (7 % des immobilisations)	41 510 \$
Imprévus <sup>c</sup>	63 451 \$
<b>Total</b>	<b>697 961 \$</b>

<sup>a</sup> Les équipements additionnels comprennent les équipements de la salle de cogénération et les interconnexions thermiques.

<sup>b</sup> Lebel, F. 2009, communication personnelle.

<sup>c</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie.

<sup>26</sup> Par exemple, une erreur de proportion des intrants dans la recette peut être létale pour les bactéries.

Pour produire de l'électricité, l'unité de cogénération doit tout d'abord acheter le biogaz à 0,24 \$/m<sup>3</sup> de biogaz à 57 % de méthane (0,46 \$/m<sup>3</sup> de méthane) pour que l'unité de méthanisation ait un délai de récupération sur cinq ans<sup>27</sup>. L'achat de biogaz par l'unité de cogénération totalise donc un montant de 260 445 \$ puisque la génératrice peut consommer annuellement jusqu'à 1 085 189 m<sup>3</sup> de biogaz<sup>28</sup>.

La cogénération produit aussi de la chaleur (provenant du radiateur de la génératrice), ce qui entraîne un revenu de 37 344 \$ annuellement<sup>29</sup> qu'elle peut revendre à l'unité de méthanisation pour le chauffage du bioréacteur et du bâtiment de service servant pour le procédé afin de remplacer le gaz naturel ou propane. Les frais opérationnels sont estimés à 55 128 \$ annuellement. L'électricité produite est vendue sur le réseau d'Hydro-Québec. Cependant, pour que l'unité de cogénération ait un délai de récupération de cinq ans, incluant l'achat de biogaz à 0,24 \$ / m<sup>3</sup>, elle doit vendre l'électricité à 0,21 \$/kWh<sup>30</sup> en tenant compte d'un revenu de chaleur de 37 344 \$. Or, en 2009, Hydro-Québec a lancé un appel d'offre pour l'achat d'énergie électrique produite par cogénération à la biomasse. Le 18 décembre 2009, un communiqué a été émis et huit soumissions de projets ont été acceptés à un prix moyen de l'énergie de 0,112 \$/kWh (Hydro-Québec, 2009).

Le coût de production de l'électricité tient compte des frais opérationnels, des annuités, de l'achat de biogaz, de la vente de chaleur et de la quantité d'électricité vendue. Le coût de production est de 0,15 \$/kWh pour ce scénario. **Il est important de noter que ce coût de production tient compte d'un prix d'achat de biogaz à 0,24 \$/m<sup>3</sup>. Ce dernier étant influencé par un revenu annuel important en termes de redevances (520 000 \$) qui est particulier à ce scénario. Ce scénario représente donc une situation idéale mais peu réaliste. Les revenus en redevances sont carrément supérieurs aux revenus de vente de biogaz.** Ainsi, le biogaz pourrait être considéré comme un sous-produit de vente plutôt qu'un revenu principal. Si les redevances étaient diminuées ou retirées, le prix d'achat du biogaz serait augmenté et par le fait même, le coût de production de l'électricité également.

Des simulations ont été effectuées pour déterminer à quel prix l'unité de cogénération doit acheter le biogaz pour obtenir un prix de rachat de l'électricité aux environ 0,12\$/kWh. Or, il est possible d'obtenir ce prix si le biogaz est acheté à 0,05 \$/m<sup>3</sup> de biogaz<sup>31</sup>.

Pour vendre son biogaz à un prix moindre, l'unité de méthanisation pourrait augmenter son bénéfice annuel. Par exemple, en l'augmentant de 130 000 \$, le prix auquel elle pourra vendre son biogaz est de 0,12 \$/m<sup>3</sup> pour avoir un délai de récupération de cinq ans. Ainsi, l'unité de cogénération pourra à son tour vendre l'électricité produite à 0,15 \$/kWh pour avoir un délai de récupération de cinq ans. Pour augmenter de 130 000 \$ le bénéfice annuel de la méthanisation, la seule option réaliste est d'augmenter les redevances des boues d'abattoirs de 10 \$ par tonne ou bien, de trouver un intrant apportant un revenu supplémentaire qui serait d'au moins 130 000 \$.

<sup>27</sup> Calcul du prix du m<sup>3</sup> de biogaz pour avoir un délai de récupération de cinq ans = [(Investissement – subvention) – 5 ans (Bénéfice net sans vente de biogaz)] / 5 ans (quantité de biogaz à vendre) = [1 957 758 \$ - 5\*(128 270\$)] / [5\*(1085 189 m<sup>3</sup>)] = 0,24 \$ / m<sup>3</sup>.

<sup>28</sup> Considérant que la consommation horaire de biogaz de la génératrice est de 130,4 m<sup>3</sup> par heure, elle équivaut à une quantité annuelle de 1 085 189 m<sup>3</sup> tenant compte d'un facteur d'utilisation de 95 %.

<sup>29</sup> Considérant que la composition en méthane du gaz naturel est presque la même que le méthane pur, le nombre de kWh du méthane a été utilisé pour fin de calcul, soit 10,5 kWh/m<sup>3</sup>. Ainsi, le coût du kWh thermique a été estimé à 0,044\$/ kWh (0,46\$/m<sup>3</sup> + 10,5 kWh/m<sup>3</sup>). La quantité de chaleur disponible brute pour la vente est de 1 697 476 kWh thermique. Le facteur d'utilisation thermique a été fixé à 50 %. Donc, au total, l'unité de cogénération ne peut vendre que 848 738 kWh thermique à 0,044 \$/ kWh.

<sup>30</sup> Calcul du prix du kWh pour avoir un délai de récupération de cinq ans si achat du biogaz à 0,24 \$ /m<sup>3</sup> = [(Investissement total) – 5 ans (Bénéfice net sans vente d'électricité)] / 5 ans (quantité de kWh à vendre) = [697 961 \$ - 5\*(- 320 590 \$)] / [5\*(2 191210 kWh)] = 0,21 \$ / kWh.

<sup>31</sup> Calcul du prix du kWh pour avoir un délai de récupération de cinq ans si achat du biogaz à 0,05 \$ / m<sup>3</sup> = [(Investissement total) – 5 ans (Bénéfice net sans vente d'électricité)] / 5 ans (quantité de kWh) = [697 961 \$ - 5(- 116 069 \$)] / 5(2 191210 kWh) = 0,12 \$ / kWh.

Diminuer les frais d'investissement est quasiment impossible car toutes les structures sont nécessaires pour le bon fonctionnement du projet. Les frais opérationnels pourraient être révisés. Cependant, les diminuer de 130 000 \$, ce qui représente la moitié de ces derniers, est impossible.

### **5.1.13 Résumé et conclusion du scénario 1**

Lors de l'analyse des différentes options de ce premier scénario, plusieurs points importants à ne pas négliger ont été recensés. Voici la liste des points importants à considérer pour ce scénario.

#### ***Constats généraux***

- Il est important de s'assurer que le lieu d'implantation du site de méthanisation ne cause pas de problème de biosécurité pour l'élevage du propriétaire, car des pertes importantes peuvent être entraînées en cas d'intrusion de maladies dans le troupeau;
- Les critères permettant de formuler les mélanges d'intrants ont un impact important sur la production de biogaz ainsi que sur les volumes de sous-produits à gérer. Il est important de bien connaître et de maîtriser ces critères;
- Afin de réduire les volumes, il faut éviter le plus possible d'utiliser de l'eau de dilution. Toutefois, selon les types d'intrants utilisés, la siccité ou la concentration en azote ammoniacal peut faire en sorte d'exiger de l'eau de dilution. Il est important de bien maîtriser ces deux derniers paramètres afin que le mélange soit apte à être pompé et éviter que le bioréacteur ne s'intoxique à cause d'une concentration trop élevée en azote ammoniacal. La concentration en azote ammoniacal dans le mélange constitue la principale contrainte du scénario 1. Avant d'envisager la dilution, il semble prioritaire de retirer partiellement ou totalement les effluents apportant beaucoup d'azote, mais peu méthanogène (souvent des lisiers plus ou moins dilués). Si les effluents riches en azote sont également très méthanogènes (fumiers), il est alors nécessaire de faire des simulations complètes (avec et sans fumier combiné, avec et sans dilution) pour retenir la meilleure stratégie.
- La disposition et la valorisation des sous-produits est souvent oubliée lors de l'élaboration des projets. En effet, des quantités importantes de sous-produits devront être valorisées par épandage dans ce cas-ci. Ainsi, la planification des épandages sur les terres appropriées est primordiale. Les terres devront également être disponibles.
- L'estimation de la production de biogaz peut varier significativement selon les données disponibles relativement aux caractéristiques des intrants et selon la méthode de calcul utilisée. Avant d'aller de l'avant dans un projet, il est recommandé de réaliser des essais en laboratoire afin de déterminer plus précisément le potentiel méthanogène du ou des mélanges qui prévoient être utilisés dans le bioréacteur;
- Dans le calcul de l'énergie disponible nette, il faut considérer l'énergie requise pour chauffer le bioréacteur ainsi que les autres pertes. Dans le cas de la cogénération (production d'électricité), la chaleur récupérée par le radiateur de la génératrice peut être utilisée afin de chauffer le bioréacteur;
- Vérifier s'il y a des contre-indications (techniques, technologiques ou réglementaires) à creuser les canalisations dans le sol entre le site production et d'utilisation du biogaz;
- Il faut vérifier si l'embauche d'un employé supplémentaire à temps plein ou à temps partiel serait nécessaire pour l'opération et l'entretien du système de méthanisation;
- Prendre en compte la capacité d'alimentation en eau des puits, en eau des cours d'eau avoisinant ou en eaux usées de procédé pour compléter les recettes lorsque de l'eau de dilution s'avère nécessaire.

### **Constats spécifiques au présent scénario**

- Avant de démarrer le projet, il est nécessaire de vérifier s'il y a une réglementation liée à la pasteurisation des boues d'abattoir. L'éventualité de la nécessité de pasteuriser amènerait des coûts supplémentaires non négligeables (ex : coûts en équipements et infrastructures, main d'œuvre, chauffage, etc.).
- L'apport de boue d'abattoir constitue un risque élevé de transmission de maladie sur le site d'engraissement;
- Ce scénario a pour avantage d'avoir accès à proximité à des boues d'abattoir à fort potentiel méthanogène tout en pouvant tirer un revenu sous forme de redevances d'entrée aux abattoirs en question;
- La méthode 1 de formulation des recettes (québécoise) basée sur une siccité et une concentration en azote ammoniacale plus faible à la sortie du digesteur par rapport à la méthode 2 (européenne) fait en sorte d'amener la nécessité d'ajouter de l'eau de dilution de façon importante et augmenter ainsi les volumes de sous-produits à gérer et les coûts s'y rattachant;
- Il est important de vérifier si les boues d'abattoir contiennent des éléments qui pourraient entraîner des effets antagonistes dans le mélange. Cela pourrait alors causer une instabilité dans le digesteur et avoir un impact sur la production de biogaz (réduction) et/ou le contenu en méthane;
- Il serait intéressant d'évaluer l'intérêt et la possibilité technique d'utiliser un système de filtration membranaire afin de recycler l'eau dans le réacteur comme diluant si requis. Il sera alors important de vérifier l'impact des particules en suspension dans le digestat sur les risques de colmatage des membranes;
- Dans le présent scénario, il faut considérer que le biogaz est utilisé cinq jours par semaine, et ce, 24 heures sur 24, car la meunerie n'opère pas durant la fin de semaine. Ainsi, durant la fin de semaine, le stockage temporaire du biogaz ou d'autres issues devront être trouvées relativement à l'utilisation du biogaz afin d'optimiser les revenus. Sinon, le biogaz devra simplement être brûlé dans l'atmosphère à l'aide d'une torchère;
- La vente du surplus en biogaz durant les fin de semaine n'est pas considérée dans la présente analyse, par contre, il serait intéressant d'approfondir son utilisation (chauffage du pasteurisateur, vente, incinération carcasses d'animaux morts, etc.);
- S'il y a vente du biogaz, prévoir les coûts pour l'ajout de canalisations souterraines pour le transport du biogaz;
- L'utilisation du biogaz, afin de produire de l'électricité (cogénération), a été considérée car le biogaz produit peut être utilisé en tout temps;
- Le fait d'utiliser des boues d'abattoir confère aux sous-produits d'être considérés comme matière résiduelle fertilisante (MRF) au sens de la loi (épandage au champ). Ceci engendre des coûts de gestion significatifs : nécessité d'un PAEV et supervision des épandages et accroissement de la complexité administrative;
- D'un point de vue économique, le projet est rentable, mais cette rentabilité est en très grande partie liée aux redevances d'entrée chargées aux abattoirs, d'où l'importance de vérifier la durabilité de ces contrats.

Dans ce scénario, le biodigester et les équipements additionnels représentent près de 64 % des coûts d'investissement. Pour la recette S1.2 du présent scénario, le volume du biodigester pourrait être révisé, car il est présentement surdimensionné. Ceci laissera donc de la flexibilité afin de pouvoir augmenter la capacité de production dans le futur. Par ailleurs, il y aurait une possibilité de réduire le coût des équipements additionnels de 100 000 \$ si jamais le système de pasteurisation n'était pas nécessaire. Les principaux postes de dépenses rencontrés sont les frais d'épandage et l'entretien des équipements qui représentent respectivement 31 et 28 % des dépenses totales pour la recette méthode 1 et 26 et 30 % pour la recette méthode 2. Les assurances, qui sont souvent omises dans les analyses économiques, représentent 8 % des dépenses. La principale source de revenu dans ce scénario provient des redevances des boues d'abattoir (redevances). Ces frais représentent environ 75 % des revenus totaux pour les deux méthodes.

En conclusion, dans le présent scénario, la principale contrainte liée à l'implantation d'un système de méthanisation provient de sa rentabilité. Cette rentabilité est fortement liée aux redevances d'entrée chargées aux abattoirs pour leurs boues. Il est donc important pour le projet de sécuriser les revenus provenant de ses redevances dans le temps.

Enfin, les bas coûts d'énergie (électricité, gaz naturel et propane), qui prévalent au Canada par rapport à plusieurs pays d'Europe, font en sorte de rendre plus difficile la rentabilité de ce type de projet. L'analyse de sensibilité montre bien que s'il n'y avait pas de redevances pour les boues d'abattoir, il faudrait diminuer les coûts d'investissement de façon importante (plus de 25 %) et que le coût de l'énergie augmente de façon importante (plus de 25 %) en même temps. Également, l'utilisation d'intrants davantage méthanogènes devra être considérée.

La cogénération est une option difficilement rentable pour le scénario pour avoir un délai de récupération de cinq ans. Cela s'explique par le fait que le cogénérateur doit acheter le biogaz à 0,05 \$/m<sup>3</sup> du méthaniseur (alors que ce dernier doit le vendre 0,24 \$/m<sup>3</sup> pour avoir un délai de récupération de cinq ans) afin de vendre son électricité produite à 0,12 \$/kWh (Ce prix est près du 0,112 \$/kWh offert en décembre 2009 par Hydro-Québec dans le cadre d'un appel d'offres pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse (Hydro-Québec, 2009)). Dans le présent scénario, il est plus avantageux de vendre le biogaz à la meunerie qu'à l'unité de cogénération.

## 5.2 Analyse du scénario 2

### 5.2.1 Présentation du scénario 2

Le scénario 2 présente la production de biogaz près d'une meunerie à partir d'intrants provenant de résidus de meunerie, de résidus de culture ainsi que de lisiers et fumiers provenant de fermes porcines et avicoles avec valorisation du biogaz pour le chauffage d'une chaudière dans une meunerie.

Tout comme le premier scénario, le deuxième scénario implique une meunerie qui a pour objectif de remplacer l'utilisation du gaz naturel par du biogaz produit à la ferme, à partir de différents intrants dont le lisier de porc et le fumier de poulet, afin de chauffer la chaudière servant dans le processus de fabrication de la moulée.

La particularité de ce scénario est d'utiliser différents intrants disponibles à la ferme et à la meunerie dont le potentiel méthanogène est *a priori* moindre que les intrants utilisés dans le scénario 1. Les différents intrants proviendront des sources suivantes :

- Résidus de production de la meunerie;
- Lisier de porc provenant de différentes fermes porcines;
- Fumier de poulet à griller;
- Fientes de poulet;
- Carcasses d'animaux morts.

Le site de méthanisation et la meunerie ainsi que les différentes sources d'intrants sont situés dans la région de Lanaudière. Dans le présent scénario, quatre différentes recettes ont été élaborées et il n'y a pas de séparation solide-liquide du digestat qui a été considérée. Ainsi, la première recette (S2.1) est constituée uniquement de lisier de porcs alors que les trois autres recettes (S2.2, S2.3 et S2.4) comportent des intrants supplémentaires. Les différentes recettes sont spécifiées au tableau 34. Du fumier de poulet et des résidus de meunerie (recette S2.2) ont été ajoutées à la recette S2.1, comprenant uniquement du lisier, des résidus de culture maraîchère (recette S2.3) et des carcasses d'animaux morts (porc et poulet) (recette S2.4). Chaque recette apporte des intrants supplémentaires au lisier. Les résidus de culture et le fumier de poulet proviendraient en partie de fermes externes avoisinantes et non seulement du site la meunerie.

L'entreprise (fermes porcines et avicoles, garage, meunerie) utilise environ 420 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel, dont une grande partie est utilisée pour alimenter la meunerie, site où serait installé le digesteur. La meunerie à elle seule consomme 347 887 m<sup>3</sup> de gaz naturel par année. Le biogaz produit sera transporté par des conduites souterraines sur quelques centaines de mètres pour être utilisé à la meunerie pour alimenter la chaudière servant au procédé de fabrication de moulée. Pour ce qui est des intrants, ceux-ci seront transportés par camion, de la source de production jusqu'au site de méthanisation. Considérant la quantité d'intrants à traiter, l'ajout de certaines structures sera nécessaire. Près du site de méthanisation projeté, l'entreprise possède déjà deux structures d'entreposage à lisier d'un volume total de 3 561 et 1 309 m<sup>3</sup> qui pourront servir pour l'entreposage du digestat. Toutefois, le volume total des deux structures est insuffisant. La figure 4 permet de visualiser le schéma d'écoulement de l'ensemble du scénario (le détail des explications est présenté en annexe 6).



## 5.2.2 Analyse technique et agronomique

### 5.2.2.1 Intrants disponibles utilisés

#### ***Entreprise (meunerie, fermes porcines et fermes avicole)***

La ferme porcine visée pour fournir en lisier le site de méthanisation compte en inventaire 800 truies (3 560 tonnes/an de lisier), 1 600 porcelets (1 021 tonnes/an de lisier), et 700 porcs en engraissement (899 tonnes/an de lisier). Quant à la ferme avicole, elle compte 8 000 têtes en inventaire (poulet à griller), soit 74,7 tonnes/an de fientes. Les fientes de poulet ainsi que la litière de poulet sur paille, soit 110,8 tonnes/an, sont disponibles. Pour les résidus de meunerie, une quantité de 42,5 tonnes/an est disponible. Les cadavres d'animaux seront aussi pris en compte dans les simulations des recettes avec une quantité de 75,0 tonnes/an de disponible.

#### ***Fermes porcines externes***

Le lisier de deux fermes porcines externes est disponible. La première ferme (porcs à l'engraissement), possède 7 000 têtes en inventaire (9 397 tonnes/an de lisier). La deuxième ferme (porcs à l'engraissement), possède 6 500 têtes en inventaire (7 534 tonnes/an de lisier).

#### ***Fermes avicoles externes***

Les fientes de poulet à griller de trois fermes avicoles externes sont disponibles. La première ferme possède 60 000 têtes en inventaire (560,3 tonnes/an de fientes), la deuxième a 8 000 têtes en inventaire (74,7 tonnes/an) et la troisième ferme compte 36 000 têtes en inventaire (336,2 tonnes/an).

#### ***Résidus de culture maraîchère***

Pour les résidus de culture, une quantité de 1 515 tonnes/an est disponible. Cette quantité représente la totalité des résidus provenant de toutes les fermes énumérées ci-haut.

### 5.2.2.2 Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 2

Plusieurs recettes ont été analysées, la recette retenue pour réaliser le scénario a été celle qui présentait le meilleur potentiel de rentabilité. Le tableau 31 présente en détail les quatre recettes analysées. En fait, la recette S2.4 a été retenue pour réaliser le scénario. Cette recette présentait le meilleur potentiel méthanogène, en plus d'un rapport coût/production optimal. Seule cette recette servira à réaliser des analyses pour les aspects techniques, agronomiques et économiques.

Il est à noter que les recettes sont basées sur la méthode 1 de formulation telle que décrite pour le scénario 1. La méthode 2 de formulation n'est pas considérée ici car le scénario 1 a montré qu'il y avait peu de différence économique. Toutefois, dans l'élaboration d'un projet réel, il faudra se référer à un spécialiste en formulation de recette pour bioréacteur anaérobie.

**Tableau 31 Recettes analysées pour le scénario 2**

	Unité	Recette S2.1	Recette S2.2	Recette S2.3	Recette S2.4
Ferme porcine externe 1	t/an	9 397	9 397	9 397	<b>9 397</b>
Entreprise (lisier porcelets)	t/an	1 021	1 021	1 021	<b>1 021</b>
Entreprise (lisier truies)	t/an	3 560	3 560	3 560	<b>3 560</b>
Entreprise (lisier engrais)	t/an	899	899	899	<b>899</b>
Ferme porcine externe 2 (lisier engrais)	t/an	7 534	7 534	7 534	<b>7 534</b>
Ferme avicole externe 1 (fientes poulet)	t/an	---	560,3	560,3	<b>560,3</b>
Entreprise (fientes poulet)	t/an	---	74,7	74,7	<b>74,7</b>
Ferme avicole externe 2 (fientes poulet)	t/an	---	74,7	74,7	<b>74,7</b>
Ferme avicole externe 3 (fientes poulet)	t/an	---	336,2	336,2	<b>336,2</b>
Entreprise : Litière de poulet (paille)	t/an	---	110,8	110,8	<b>110,8</b>
Entreprise : Résidus de meunerie	t/an	---	42,5	42,5	<b>42,5</b>
Entreprise : Carcasses d'animaux morts	t/an	---	---	---	<b>75</b>
Toutes les fermes : Résidus de culture	t/an	---	---	1 515	<b>1 515</b>
Total annuel	t/an	22 411	23 610	25 125	<b>25 200</b>
Siccité du mélange <sup>a</sup>	%	5,0	8,6	9,3	<b>9,3</b>
Rapport C/N		5,0	6,6	7,4	<b>7,4</b>
Eau de dilution	t/an	0	0	0	<b>0</b>
Potentiel méthanogène brut	m <sup>3</sup> /an	445 072	811 985	954 894	<b>968 966</b>

<sup>a</sup> La siccité présentée dans ce tableau correspond à la moyenne pondérée des intrants tels que reçus.

Les différences en ce qui concerne les recettes se situent dans la nature des intrants utilisés. La recette S2.4 inclut tous les intrants qui sont disponibles pour le mélange. Cette recette a été retenue pour les analyses, car elle présente le plus haut potentiel méthanogène, soit une quantité brute de 968 966 m<sup>3</sup> tel qu'observé au tableau 31. Pour les quatre recettes, aucune eau de dilution n'est nécessaire afin de respecter la concentration limite en azote ammoniacal.

Les carcasses d'animaux n'ont pas un potentiel méthanogène intéressant. En effet la différence apportée par les carcasses (soit entre les recettes S2.3 et S2.4) est de seulement 14 072 m<sup>3</sup> de biogaz par année. Pour ce scénario, la recette présentant le plus haut potentiel méthanogène a été sélectionnée. Or, les carcasses entraînent des risques de contamination. Les cadavres d'animaux sont par nature des sources de transmission notables d'agents pathogènes. L'intérêt de l'utilisation des carcasses devrait être évalué considérant le niveau du risque de transmission de maladies et le bénéfice engendré.

## 5.2.3 Biogaz

### 5.2.3.1 Production

Comme dans le cas du scénario 1, l'analyse du potentiel méthanogène (tableau 32) des recettes a été effectuée avec l'utilitaire MATTEUS développé par Hydro Québec.

**Tableau 32** Quantité de biogaz produit par la recette S2.4

Caractéristique	Recette S2.4 <sup>a</sup> (m <sup>3</sup> /an)
Production de biogaz brut	968 966
Production de biogaz net	749 487
Biogaz utilisé pour chauffer le réacteur et autres pertes	219 478

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS

Comme présenté au tableau 32, la production annuelle de biogaz brut serait de 968 966 m<sup>3</sup>. De cette quantité brute, il faut également soustraire une quantité totale de 219 478 m<sup>3</sup> de biogaz nécessaire pour chauffer le digesteur (215 345 m<sup>3</sup>/an) et afin de considérer les pertes reliées au procédé de purification (4 133 m<sup>3</sup>/an). Le calcul de la quantité de biogaz utilisé pour chauffer le digesteur est basé sur une moyenne des fluctuations. Les fluctuations de production et d'utilisation n'ont pas été considérées. La production annuelle de biogaz nette est donc de 749 487 m<sup>3</sup>/an, ce qui équivaut à environ 2 053 m<sup>3</sup>/jour. En ce qui concerne les pertes de purification, ces dernières sont reliées principalement à la réduction de H<sub>2</sub>S passant d'environ 4 000 ppmv à 100 ppmv et à la condensation de la vapeur d'eau de saturation du biogaz brut qui passe de 35°C à 20°C après traitement.

### 5.2.3.2 Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz

Le tableau 33 présente les caractéristiques du biogaz obtenu par le mélange d'intrants.

**Tableau 33** Caractéristiques du biogaz

	Quantité biogaz (m <sup>3</sup> /an)	CH <sub>4</sub> (%)	PCI <sup>a</sup> (GJ/an)	H <sub>2</sub> S (ppmv)
Biogaz brut	968 966	50,5	17 540	4 147
Biogaz net	749 487	50,8	13 625	100

Valeurs obtenus par MATTEUS

<sup>a</sup> Pouvoir calorifique inférieur

Tel que mentionné dans la littérature, il est nécessaire de désulfurer le biogaz lorsque la quantité en H<sub>2</sub>S est située entre 100 et 500 ppmv dans le but d'éviter les problèmes de corrosion réduisant la durée de vie des équipements. Dans ce cas-ci, le biogaz produit a une concentration en H<sub>2</sub>S de 4 147 ppmv; un procédé de désulfuration devrait être installé afin de réduire cette concentration à 100 ppmv afin d'éviter des problèmes de corrosion hâtif. Après son traitement, le biogaz a une concentration de 50,8 % en CH<sub>4</sub>. Cette concentration est à la limite inférieure des données issues de la littérature qui se situent 50 et 65 % (Görish et Helm, 2006).

**Tableau 34 Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 2**

	Quantité annuelle (m <sup>3</sup> /an)	Équivalences	
		Gaz naturel (m <sup>3</sup> /an)	Propane (L/an)
Biogaz net	749 487	359 593	551 619

Afin d'illustrer ce que représente la quantité de biogaz produit annuellement, le tableau 34 présente les équivalences en gaz naturel et propane. Afin de chiffrer ces équivalences, la méthode de calcul utilisée est la même que celle utilisée dans le scénario 1. Pour la production nette de biogaz de ce scénario, une production équivalente annuel en gaz naturel de 359 593 m<sup>3</sup> est obtenu et de 551 619 L/an dans le cas du propane.

### 5.2.3.3 Valorisation de l'énergie

Dans ce scénario, la seule avenue étudiée pour l'utilisation du biogaz produit est l'alimentation de la chaudière de la meunerie. L'utilisation du biogaz se fait en totalité sur le site de la meunerie.

Pour alimenter cette chaudière en 2007, 347 887 m<sup>3</sup> de gaz naturel (725 088 m<sup>3</sup> de biogaz à 50,8 % méthane) a été considéré à un prix moyen de 0,46 \$/m<sup>3</sup>, soit la même valeur utilisée au scénario 1. Ainsi, avec une production nette de 749 487 m<sup>3</sup>/an à 50,8 % de méthane équivaut à une quantité de 359 593 m<sup>3</sup> de gaz naturel.

Étant donné que la meunerie ne fonctionne pas 365 jours par année, un pourcentage d'utilisation du biogaz a été fixé à 70 % (effet cyclique d'utilisation), ce qui fait que la meunerie utiliserait 524 640,90 m<sup>3</sup> de biogaz annuellement. La différence entre la production et l'utilisation, soit 224 846,10 m<sup>3</sup> de biogaz, pourrait être utilisée à d'autres fins. Dans le cas présent, cette quantité est considérée brûlée par la torchère.

En considérant que la meunerie consomme le biogaz cinq jours par semaine ou 260 jours par année, la consommation moyenne en biogaz est de 2 789 m<sup>3</sup> par jour d'opération de la meunerie. Ainsi, la production de biogaz (2 053 m<sup>3</sup>/jour) ne permet pas de fournir 100 % des besoins en énergie de la chaudière. Ainsi, puisque la production de biogaz est inférieure aux besoins de la meunerie et afin de pallier les risques de rupture d'approvisionnement en biogaz, il est recommandé que la meunerie continue d'alimenter la chaudière en gaz naturel également.

## 5.2.4 Digestat

### 5.2.4.1 Caractéristiques du digestat

Le tableau 35 présente les caractéristiques des intrants bruts une fois mélangés et introduits dans le digesteur. Il est à noter que le mélange ne requiert pas d'ajout d'eau de dilution afin de respecter les critères de siccité et de concentration en azote ammoniacal basée sur la méthode 1 de formulation telle que décrite au scénario 1. Ainsi, une quantité de 25 200 t/an en intrants sont introduits dans le digesteur.

**Tableau 35 Caractéristiques de la recette S2.4 (volume et charge en éléments fertilisants)**

<b>Mélange initial sans eau de dilution<sup>a</sup></b>	
Masse (t/an)	25 200
Volume (m <sup>3</sup> /an)	25 200
Siccité (%)	9,3
N (t/an)	122,8
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	93,8
K <sub>2</sub> O (t/an)	67,0
C / N	7,4

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS

Tel que mentionné dans le cas du scénario 1, le schéma d'écoulement du scénario 2 présenté à la figure 4, une hypothèse a été formulée : la sommation de la quantité en intrants était égale à la quantité d'extrants solides et liquides sortant du digesteur (le volume supplémentaire qui a alors été considéré servira de sécurité lors de l'entreposage). En comparant la sommation de la quantité en intrants avant digestion (25 200 t/an) à la quantité de digestat sortant du réacteur (23 888 t/an), le processus de méthanisation engendre une volatilisation d'environ 5,2 % (1312 t/an) de la masse.

La production annuelle de digestat serait de 23 888 tonnes (tableau 36).

**Tableau 36 Caractéristiques du digestat de la recette S2.4<sup>a</sup>**

	<b>Digestat<sup>a</sup></b>
Masse (t/an)	23 888
Volume (m <sup>3</sup> /an)	23 888
Siccité (%)	5,7
N (t/an)	122,8
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	93,8
K <sub>2</sub> O (t/an)	67,0
C / N	3,2
Concentration estimée en azote ammoniacal avant dilution (g/L)	3,35
Concentration estimée en azote ammoniacal après dilution (g/L)	---

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS

Tel que mentionné au scénario 1, le digestat (tableau 36) n'a pas les mêmes caractéristiques que le mélange d'intrants (tableau 35). La masse d'azote, phosphore et potassium (N, P et K) est conservée, alors que le carbone, l'hydrogène et le soufre (C, H et S) sont en partie volatilisés lors de la formation du biogaz, ce qui diminue le rapport carbone/azote (C/N) après la digestion (enrichissement en azote sur la base des matières sèches).

#### **5.2.4.2 Valorisation**

Le digestat sera entièrement utilisé comme fertilisant au champ. L'épandage est la seule issue qui est techniquement et économiquement viable comme mentionné par Crowley (2008). Toutefois, dans les zones en surplus où le lisier brut doit être exporté sur de grandes distances pour être valorisé, l'ajout de technologie de séparation de phase pourrait être avantageux.

Tout comme le scénario 1, un PAEF complet (plan agroenvironnemental de fertilisation) s'avère nécessaire, puisque le volume de lisier et sa charge en éléments fertilisants à gérer ont changés avec l'ajout de cosubstrats au lisier). Cependant, il faut dire que l'ensemble des intrants utilisés étaient déjà épandus sur les terres avoisinantes. En fait, l'ajout en éléments fertilisants proviendra des résidus de culture, des résidus de meunerie et des carcasses d'animaux et aura pour effet d'augmenter la superficie de terres requise pour l'épandage du digestat. De plus, puisque la forme de l'azote et du phosphore a aussi changée (forme minérale plus assimilable par les plantes), il en résulte une augmentation de la superficie des terres requises. Le PAEF permet de connaître les volumes et charges à gérer, les superficies d'épandage et les distances moyennes d'épandage et ainsi permet d'évaluer les coûts liés au transport du digestat. En ce qui concerne le scénario 2, le PAEF complet n'était pas disponible. Pour plus de détails concernant les incluant d'un PAEF, consulter la section 3.4.5.2.

De plus, dans ce scénario, il est aussi nécessaire d'intégrer un PAEV (plan agroenvironnemental de valorisation) au PAEF puisque que le mélange devient une MRF (matière résiduelle fertilisante) étant donné l'ajout de carcasses d'animaux. Le PAEV est un règlement du MDDEP. Le PAEV est un plan de valorisation nécessaire pour la disposition agronomique de résidus provenant de productions autres qu'agricoles. Ainsi, puisque des matières d'une ou de plusieurs industries ont été introduites et si ces résidus sont destinés à la valorisation agricole, ils doivent faire l'objet d'une demande d'autorisation et d'un plan présenté au MDDEP. Il sera aussi important de vérifier au préalable l'impact que les os pourraient avoir dans le digesteur.

#### **5.2.5 Impacts attendus sur les odeurs et pathogènes**

Le lecteur peut se référer à la section 5.1.7 du rapport.

#### **5.2.6 Résumé des principaux aspects réglementaires**

Pour ce scénario, les mêmes contraintes réglementaires que celles observées au premier scénario sont applicables. Il faudra faire des démarches auprès du MDDEP, de la CPTAQ, du MAPAQ et de la municipalité.

## 5.2.7 Infrastructures et équipements

Voici les infrastructures qui devront être érigées pour assurer le fonctionnement du site de méthanisation :

- Préfosse de mélange (incluant un mélangeur)
- Biodigester (incluant un mélangeur et la torchère)
- Conduite pour le transport du biogaz
- Dalle de béton pour le biodigester
- Deux fosses (7 665 m<sup>3</sup>) sans toiture
- Bâtiment en dôme (entreposage des intrants secs)
- Bâtiment de service
- Assècheur et surpresseur de biogaz (optionnel)
- Système de désulfuration

Voici ce qui serait nécessaire en ce qui concerne les équipements :

- Pompes
- Tracteur à chargement frontal (transport des intrants secs)
- Raccordement à la grille électrique
- Panneaux de contrôle et électriques
- Adaptation de la chaudière en fonction de l'utilisation mixte biogaz/gaz naturel

En plus des investissements mentionnés ci-haut, il est nécessaire de prendre en compte les frais d'opération, d'entretien et de main d'œuvre, etc., qui sont approfondis dans la section de l'analyse économique.

## 5.2.8 Analyse économique et financière sur le procédé de méthanisation <sup>32</sup>

### 5.2.8.1 Généralité

L'objectif de cette section est d'analyser la rentabilité de l'implantation d'un biodigester sur les finances et le flux de trésorerie annuel d'une entreprise. À cet effet, un scénario a été créé se basant sur une recette d'intrants afin de réaliser un budget partiel. Afin de faire un survol complet de la situation économique ultérieurement à l'implantation de cette nouvelle technologique, une analyse de sensibilité a de plus, été réalisée.

Il est important de noter que l'information contenue dans cette section reflète les caractéristiques de l'entreprise étudiée. Cette étude peut permettre à cette dernière d'estimer les différents coûts liés à un système de méthanisation. Cependant, le lecteur doit avoir à l'esprit que l'analyse de ce scénario est présentée à titre indicatif et que par conséquent, une multitude de variables peuvent influencer les résultats comme mentionné dans le scénario 1. Il est important que le producteur adapte la méthode d'analyse à leur contexte.

---

<sup>32</sup> Il se pourrait que la somme des montants diffère au dollar près du total du fait des arrondis.

### 5.2.8.2 Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme

Investir dans un biodigesteur nécessite mure réflexion en raison du montant élevé d'une telle implantation technologique. Dans ce scénario, cet investissement s'élève à près de 2 millions \$ (tableau 37). Le coût du biodigesteur, à lui seul, représente près du tiers de l'investissement. Les équipements additionnels, notamment les panneaux de contrôle et électriques, le mélangeur, la pompe, les conduites souterraines pour le transport du lisier et du biogaz, engendrent des coûts significatifs puisqu'ils représentent 25 % des dépenses totales en investissement.

**Tableau 37 Frais des investissements totaux - scénario 2**

<b>Investissements<sup>a</sup></b>	<b>\$</b>
Frais d'analyse	31 500 \$
Préfosse et fosses	334 480 \$
Biodigesteur	706 500 \$
Bâtiments additionnels	214 063 \$
Équipements additionnels	528 866 \$
<b>Sous-total</b>	<b>1 815 409 \$</b>
Imprévus <sup>b</sup>	194 028 \$
Frais ingénierie (7 % immobilisations)	124 874 \$
<b>Sous-total</b>	<b>318 902 \$</b>
<b>Total</b>	<b>2 134 311 \$</b>

<sup>a</sup> Les investissements comprennent les options et ces dernières sont l'assécheur de biogaz, le supprimeur et le système de désulfuration. Elles représentent 281 100 \$.

<sup>b</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie.

Lors de l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme, certaines subventions sont disponibles (voir scénario 1 pour plus de détails). Dans le présent scénario, le volet 14 du Prime-Vert, soit *Projets d'envergure pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre*, peut permettre une aide financière estimée à 533 578 \$. Quant à l'aide financière du Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage du MDDEP, elle n'est pas admissible dans le présent cas car plus de 10 % de la matière organique est d'origine agricole.

Pour évaluer la rentabilité de cet investissement, un budget partiel a été réalisé (tableau 38). Il permettra d'évaluer l'impact de l'implantation du système de méthanisation sur la rentabilité de l'entreprise. Pour ce faire, une liste des détériorations (revenus en moins et charges en plus) ainsi que des améliorations (charges en moins et revenus en plus) a été élaborée. La vente de biogaz, qui totalise un montant de 122 598 \$, a été incluse dans les améliorations. Les détériorations, quant à elles, incluent entre autres les amortissements, les intérêts, les assurances, etc. et sont estimées à 321 661 \$. Le scénario n'est donc pas rentable puisqu'au final le bénéfice annuel est de -199 063 \$. Les durées de vie des investissements ainsi que les valeurs résiduelles utilisées dans le budget partiel sont décrites dans le tableau 21 (CRAAQ<sup>33</sup>). Pour le budget partiel, la subvention reçue a été distribuée pour chaque investissement selon la proportion de celui-ci sur le coût total.

<sup>33</sup> Outil d'encadrement à la budgétisation : Guide méthodologique. <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>

**Tableau 38 Budget partiel du scénario 2**

1) Revenus en plus			
	Qté	\$/unité	Total \$
Vente de biogaz <sup>a</sup>	266 518	0,46	122 598 \$
<b>Total des revenus en plus</b>			<b>122 598 \$</b>

3) Revenus en moins				
	Unité	Qté	\$/unité	Total \$
<b>Revenus en moins</b>				<b>0 \$</b>

2) Charges en moins	
<b>Total des charges en moins</b>	
0 \$	

4) Charges en plus				
		Qté	\$/unité	Total \$
Amortissement <sup>b</sup>	30 ans			5 173 \$
	20 ans			42 940 \$
	10 ans			53 888 \$
Intérêt moyen <sup>c</sup>	30 ans			4 653 \$
	20 ans			22 995 \$
	10 ans			15 857 \$
Entretien et réparations <sup>d</sup>				57 094 \$
Taxes foncières <sup>e</sup>				1 728 \$
Assurances <sup>f</sup>				17 839 \$
Main d'œuvre				24 000 \$
PAEV <sup>g</sup>				45 000 \$
Frais d'épandage <sup>h</sup>		1 653	5,20	8 593 \$
Coût d'opération <sup>i</sup>				21 900 \$
<b>Total des charges plus</b>				<b>321 661 \$</b>

<b>Total des améliorations</b>	122 598 \$	<b>Total des détériorations</b>	321 616 \$
<b>Bénéfice annuel</b>	-199 063 \$		

<sup>a</sup> La production de biogaz nette – après avoir déduit les pertes et l'énergie nécessaire pour le fonctionnement du biodigester – est de 749 487 m<sup>3</sup> de biogaz à 50,8 % de méthane. Étant donné que la meunerie ne fonctionne qu'à 70 % du temps, une quantité de 524 621 m<sup>3</sup> de biogaz sera utilisée par celle-ci. Toutefois, le biogaz ne contient que 50,8 % de méthane, donc une quantité de 266 518 m<sup>3</sup> de méthane à 100 % sera vendue. Un revenu de 122 598 \$ est donc possible si le biogaz est vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup>.

<sup>b</sup> Amortissement = coût d'investissement – subvention – valeur résiduelle/durée de vie.

<sup>c</sup> Coût d'intérêt = coût investissement + (coût investissement/durée de vie) – subvention x (taux d'intérêt / 2).

<sup>d</sup> CRAAQ, 2006.

<sup>e</sup> Seulement les fosses, les bâtiments et les structures ont été considérés dans le calcul des taxes. Pour le fonds de terre, un terrain de trois hectares a été considéré et la valeur du terrain a été estimée selon la région où le projet est situé (La Financière agricole, 2009). Le calcul est le suivant : Investissement \* 1 % = montant taxable (CRAAQ, <http://www.craaq.qc.ca/oeb/default.aspx?ID=45>). Une partie de ce montant peut être remboursé par le MAPAQ. Pour les fins du calcul, un remboursement de 70 % a été considéré.

<sup>f</sup> Taux de 10 \$ par 1 000\$ d'investissement avec une franchise de 2 500 \$.

<sup>g</sup> Les frais PAEV comprennent le certificat d'autorisation ainsi que les frais reliés à la surveillance.

<sup>h</sup> Seulement les quantités supplémentaires d'intrants ont été considérées dans les frais d'épandage.

<sup>i</sup> Les coûts d'opération comprennent les frais reliés au fonctionnement des moteurs de la préfosse, du mélangeur du biodigester, de l'assécheur et du compresseur de biogaz.

Malgré que le projet ne semble pas rentable, une analyse de flux de trésorerie a été effectuée. Pour ce faire, une liste des frais opérationnels annuels, sans tenir compte des annuités, a été dressée. Ces frais opérationnels annuels sont estimés à 176 154 \$ (tableau 39). L'entretien des équipements mécaniques et les frais du PAEV représentent les postes de dépenses les plus importants; ils totalisent 58 % des frais annuels. Dans l'analyse économique, les coûts rattachés à la réalisation du PAEV n'ont pas été inclus dans les frais annuels puisque cette dépense est déjà défrayée chaque année.

Certains producteurs doivent payer pour apporter des modifications à leur PAEF et d'autres non. Dans le cas de ce scénario, les coûts de modification du PAEF n'ont pas été tenus en compte dans l'analyse économique car ils sont négligeables.

**Tableau 39 Frais opérationnels annuels du scénario 2**

Frais annuels <sup>a</sup>	\$	% des frais annuels
Assurances	17 839	10
Frais d'épandage	8 593	5
Taxes foncières	1 728	1
Coûts d'opérations	21 900	12
Main d'œuvre	24 000	14
Entretien et réparations	57 094	32
PAEV	45 000	26
<b>Total</b>	<b>176 154</b>	

<sup>a</sup> Les Frais annuels ne tiennent pas compte des coûts de transport des intrants puisqu'il est considéré dans ce scénario que ces derniers sont assumés par les fournisseurs d'intrants.

En incluant les annuités de 103 506 \$, les frais annuels s'élèvent à 279 660 \$. Les annuités ont été calculées en supposant un taux d'intérêt annuel de 5,10 %, une mise de fonds de 25 % et une durée d'emprunt de 18 ans (tableau 40). Le revenu provenant de la vente de biogaz est de 122 598 \$ et demeure toutefois pas assez élevé pour compenser pour les frais opérationnels et le coût annuel des annuités. Le bénéfice net annuel du flux de trésorerie est donc de -157 062 \$. Il est différent de celui du budget partiel car les investissements ont été divisés selon leur durée de vie pour calculer les amortissements et les intérêts moyens par année. Pour le flux de trésorerie, un prêt de 18 ans (moyenne pondérée des durées de vie) a été considéré pour l'ensemble des investissements. Ici, aucun délai de récupération n'est possible puisque le bénéfice annuel est négatif.

**Tableau 40 Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 2**

Durée de l'emprunt	18 ans
Taux d'intérêt <sup>34</sup>	5,10 %
Mise de fonds	25 %
Quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane	266 518 m <sup>3</sup>
Investissement total	2 134 311 \$
Subvention	533 578 \$
Montant à financer	1 600 733 \$
Mise de fond (25 %)	400 183 \$
Montant à emprunter	1 200 550 \$
<b>Annuité</b>	<b>- 103 506 \$</b>
Frais variables annuels	- 176 154 \$
Frais variables avec l'annuité	- 279 660 \$
Vente de biogaz	122 598 \$
<b>Bénéfice net annuel à encourir avec les annuités</b>	<b>- 157 062 \$</b>
<b>Coût de production de biogaz en équivalent méthane<sup>a</sup></b>	<b>1,05 \$</b>

<sup>a</sup> Coût de production = frais opérationnels + annuités ÷ quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane

<sup>34</sup> Taux moyen de base mensuel des entreprises de 1999 à 2009 de la Banque du Canada

La production nette de biogaz est de 749 487 m<sup>3</sup>/an (50,8 % CH<sub>4</sub>). Or, seulement 524 641 m<sup>3</sup> de biogaz sont utilisés pour chauffer la chaudière de la meunerie. L'excédent produit, soit 224 846 m<sup>3</sup>, est non utilisé. Si ce biogaz était vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup> (équivalent 100 % méthane) pour être utilisé à d'autres fins, un revenu supplémentaire de 52 542 \$ serait généré pour l'entreprise. Par exemple, il pourrait être vendu pour chauffer des bâtiments agricoles ou autres se situant à proximité de l'unité de méthanisation.

### 5.2.9 Analyse de sensibilité

Dans un tel contexte, il est important de se demander si le contrôle du risque associé à certaines variables sensibles, notamment les frais d'investissements, peut aider à améliorer le bénéfice annuel du budget partiel (tableau 38). Pour ce faire, une analyse de sensibilité a été faite; les résultats sont présentés aux tableaux 41 et 42. Les variables utilisées pour l'analyse de sensibilité ont été choisies en fonction de leur impact sur le bénéfice annuel. Les variables sont : le coût d'investissement, le taux d'intérêt et le prix du gaz naturel.

#### 5.2.9.1 Variation des coûts d'investissements

Dans l'analyse de sensibilité, la marge de risque pour les coûts d'investissements varie entre ±25 %. Il est à noter que si les équipements en option présentement inclus ne sont pas nécessaires, ils pourraient être exclus des investissements et ainsi réduire les coûts. Ces équipements en option représentent 15 % du coût total des investissements.

Le risque lié aux coûts d'investissement est moyennement élevé puisque lorsque les coûts d'investissement varient de ±25 % (±533 578 \$), le bénéfice varie de ±18 % (±36 331 \$) (tableau 41). Ainsi, même si les options ne sont pas tenues en compte dans les coûts d'investissements, le bénéfice ne sera pas trop affecté par ce changement. Les options ne valent que 15 % des investissements totaux. Donc, au final, la suppression des options n'augmentera le bénéfice que de 11 %.

**Tableau 41 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon les coûts d'investissement pour le scénario 2**

Variation de l'investissement	Variation de l'investissement	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau bénéfice annuel (\$)
-25 %	-533 578 \$	18 %	36 377 \$	-162 687 \$
-20 %	-426 862 \$	15 %	29 101 \$	-169 962 \$
-15 %	-320 147 \$	11 %	21 826 \$	-177 237 \$
15 %	320 146 \$	-11 %	-21 826 \$	-220 889 \$
20 %	426 862 \$	-15 %	-29 101 \$	-228 165 \$
25 %	533 578 \$	-18 %	-36 377 \$	-235 440 \$

### 5.2.9.2 Variation du taux d'intérêt

Le risque est moins élevé pour le taux d'intérêt comparativement aux frais d'investissement dans la mesure où le bénéfice annuel varie peu, soit de  $\pm 5\%$  s'il y a une variation de  $\pm 25\%$  du taux d'intérêt.

### 5.2.9.3 Variation du prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel a été considéré dans l'analyse de sensibilité en raison de son effet sur les revenus qui peuvent être réalisés par l'entreprise. La variation du prix du gaz naturel influence de manière relativement importante le bénéfice annuel pour les deux recettes. Une variation de  $\pm 25\%$  du prix du gaz naturel fait varier le bénéfice annuel d'environ  $\pm 15\%$  ( $\pm 30\,650\ \$$ ) (tableau 42).

**Tableau 42 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour scénario 2**

Variation du prix du gaz naturel	Nouveau prix du gaz naturel \$/m <sup>3</sup>	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Bénéfice annuel
-25 %	0,35 \$	-15 %	-30 650 \$	-229 713 \$
-20 %	0,37 \$	-12 %	-24 520 \$	-223 583 \$
-15 %	0,39 \$	-9 %	-18 390 \$	-217 453 \$
-10 %	0,41 \$	-6 %	-12 260 \$	-211 323 \$
10 %	0,51 \$	6 %	12 260 \$	-186 804 \$
15 %	0,53 \$	9 %	18 390 \$	-180 674 \$
20 %	0,55 \$	12 %	24 520 \$	-174 544 \$
25 %	0,58 \$	15 %	30 650 \$	-168 414 \$

En conclusion, peu importe les variations exécutées dans l'analyse de sensibilité, le scénario n'est jamais rentable. Contrairement au premier scénario, la différence au niveau de la rentabilité est due au fait qu'aucun revenu supplémentaire ne provient des intrants (ex. : boues d'abattoir). Il serait donc intéressant pour l'entreprise d'inclure dans la recette un intrant qui apporte un revenu pour compenser pour les frais annuels élevés.

Dans le cadre du présent scénario, la viabilité du projet de méthanisation est majoritairement liée aux coûts d'investissements et au prix du gaz naturel, De plus, si un bris mécanique ou biologique<sup>35</sup> concernant le biodigester survient, des pertes économiques non négligeables peuvent être engendrées par l'arrêt ou la diminution de production de méthane et par les coûts liés aux solutions apportées pour solutionner le problème.

L'analyse de sensibilité montre qu'il faudrait diminuer les coûts d'investissement de façon importante (beaucoup plus que 25 %) et que le coût de l'énergie augmente également en même temps de façon importante (beaucoup plus que 25 %). De plus, l'utilisation d'intrants davantage méthanogènes amenant des revenus devra être considérée.

<sup>35</sup> Par exemple, une erreur de proportion des intrants dans la recette peut être létale pour les bactéries.

## 5.2.10 Résumé et conclusion du scénario 2

Lors de l'analyse de ce scénario, plusieurs points importants à ne pas négliger ont été recensés. Voici la liste des constats spécifiques pour ce scénario. Les constats généraux formulés à la section 3.4.13 du scénario 1 sont également applicables au scénario 2.

### **Constats spécifiques**

- Vérifier l'aspect biosécurité entourant le site choisi pour le méthaniseur, car des frais supplémentaires non négligeables peuvent être liés à la propagation de maladies dans les troupeaux environnant au site;
- Les risques sanitaires sont élevés aux alentours du méthaniseur considérant l'apport d'autres sources de fumiers ou lisiers (fumier de poulet, lisier de porcs) sur le site de méthanisation et par l'importante circulation de camions potentiellement contaminés acheminant les intrants au digesteur. La mésophilie n'hygiénise pas plus qu'un simple stockage (1 à 2 log10) tout au plus;
- Il est recommandé d'ériger les installations de méthanisation loin des lieux d'élevage afin de minimiser les risques sanitaires lorsque des intrants de plusieurs fermes différentes convergent vers un même lieu;
- Si le biodigesteur est installé sur le site de production, il est nécessaire d'inclure une station de lavage au projet, ce qui implique des coûts d'investissement supplémentaires. Les camions apportant les intrants devront être désinfectés avant leur entrée sur le site;
- Le remplissage des fosses devra se faire par le fond et non par les airs afin de diminuer le risque sanitaire entourant la contamination aérienne;
- Il sera nécessaire de prévoir qu'un employé sera dédié au transport des intrants;
- Vérifier si la possibilité d'avoir d'autres subventions pour ce scénario;
- Le coût de surveillance du PAEV (40 000 \$/an) est à vérifier;
- En tenant compte qu'il n'y a pas autosuffisance avec la production de biogaz, il sera nécessaire de combler ce manque avec du gaz naturel. La chaudière devra donc être adaptée pour être biénergie;
- Il n'est pas nécessaire d'inclure un système de pasteurisation puisqu'il n'y a pas utilisation de boues d'abattoir ou autres matières à risque;
- Il n'y a pas de coût associé à l'entretien, main d'œuvre et chauffage d'un pasteurisateur dans ce scénario;
- Utilisation des carcasses : « Le règlement sur les aliments du MAPAQ couvre les viandes impropres à la consommation, comme les animaux morts à la ferme.
  - « Nul ne peut, sans être titulaire d'un permis en vigueur :
    - à moins d'être déjà titulaire d'un permis d'exploitation d'atelier d'équarrissage d'animaux, récupérer des viandes impropres à la consommation humaine,
  - Il sera donc nécessaire de vérifier la réglementation au niveau du type de permis à détenir et des normes de construction, d'équipement et l'aménagement d'un tel atelier d'équarrissage ainsi que les normes opérationnelles (déchetage) concernant l'utilisation des carcasses d'animaux;
- Vérifier les coûts associés au transport du biogaz (conduites souterraines);
- Vérifier les coûts importants associés au transport des intrants et des sous-produit;
- Les coûts d'épandage demeurent les mêmes, mais les coûts de transport augmentent étant donné les distances à parcourir;
- PAEV nécessaire lorsque utilisation des résidus de meunerie, Cependant, il est non nécessaire pour les carcasses d'animaux (exemption), car il est considéré comme activité agricole.

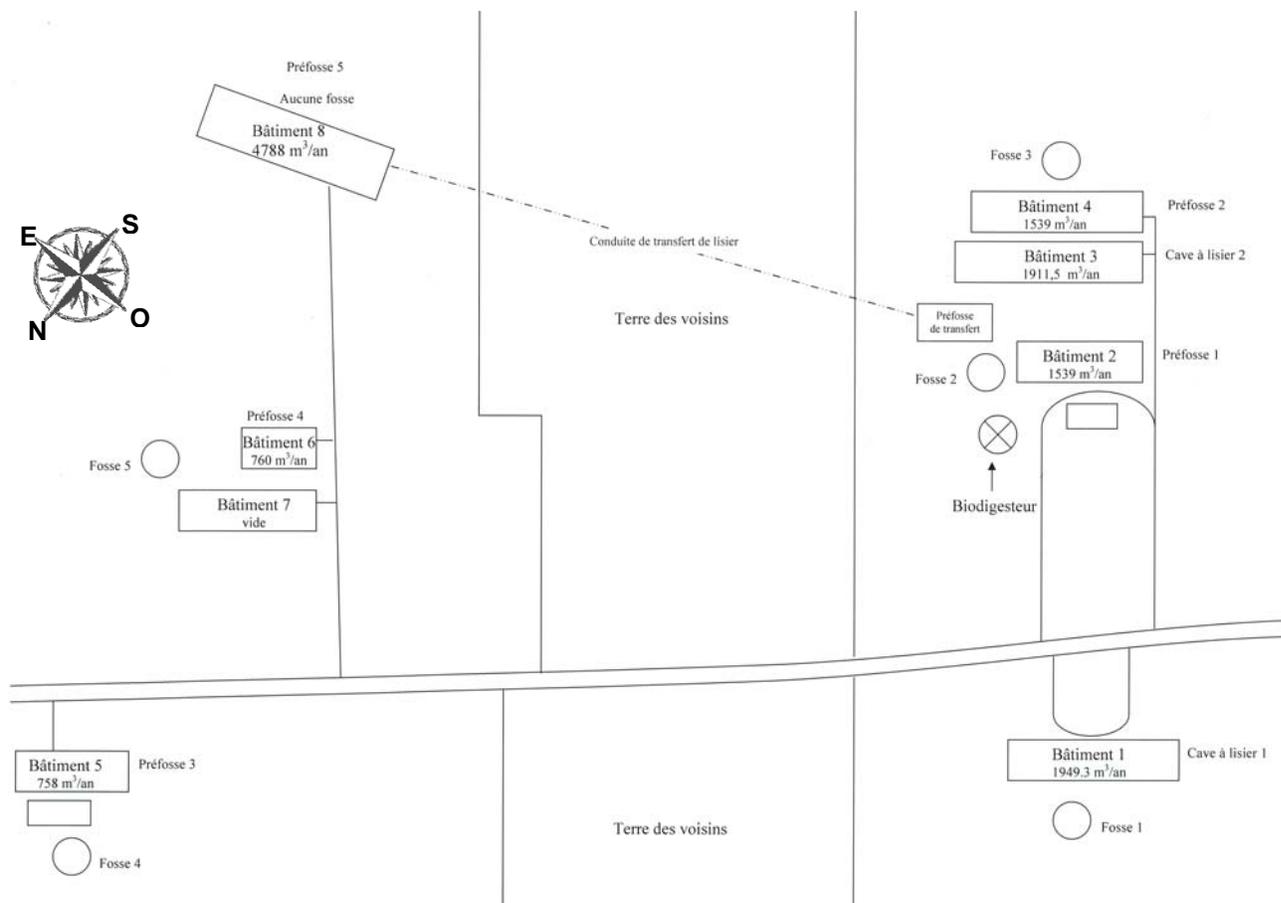
Dans ce scénario, le biodigesteur et les équipements additionnels représentent près de 60 % des coûts d'investissement. Il y aurait une possibilité de réduire le coût des équipements additionnels de 281 000 \$ si l'assècheur de biogaz et le système de désulfuration n'étaient pas nécessaires. Les principaux postes de dépenses sont les frais de PAEV et l'entretien des équipements et ils représentent respectivement 26 et 32 % des dépenses. Les assurances, qui sont souvent non incluses dans les analyses économiques, représentent 10 % des dépenses. La principale source de revenus de ce scénario vient de la vente de biogaz à la meunerie. Par contre, ce revenu n'est pas assez élevé pour compenser pour les frais opérationnels annuels.

En conclusion, le scénario n'est pas rentable puisque son bénéfice annuel est négatif. Contrairement au scénario précédant, il n'y a pas de revenu provenant de redevances pour les intrants. De plus, même en diminuant les frais d'investissements de 25 % tout en augmentant de 25 % les coûts d'énergie en même temps, le scénario est toujours non rentable. Donc, pour améliorer la rentabilité de ce scénario, il faudrait trouver un intrant qui rapporte un revenu supplémentaire comme pour le scénario précédent ou utiliser des intrants davantage méthanogènes.

### **5.3 Analyse du scénario 3**

#### **5.3.1 Présentation du scénario 3**

Le troisième scénario implique un naisseur-finisser localisé dans la région de la Beauce possédant une maternité de 550 truies et de 4 500 places en engraissement réparties dans sept bâtiments, le huitième étant présentement inoccupé (voir le plan aérien à la figure 5). Cette ferme est localisée dans une région en surplus de phosphore. L'objectif principal du producteur par rapport à la méthanisation à la ferme serait de chauffer ses bâtiments ou de produire de l'électricité (cogénération).



**Figure 5 Plan aérien du scénario 3**

Comparativement aux deux premiers scénarios, le présent scénario n'implique pas de meunerie et l'énergie produite par le méthaniseur servira à alimenter la ferme pour le chauffage des bâtiments ou pour alimenter une génératrice en vue de produire de l'électricité. Le biogaz est produit à la ferme à partir de différents intrants disponibles facilement à la ferme (lisier de porcs et résidus de cultures). Ce scénario se démarque des autres par l'utilisation, comme intrants, de résidus alimentaires provenant du secteur municipal, ce qui permettra d'explorer cette avenue d'approvisionnement.

Ainsi, en plus du lisier produit par son élevage, il y aurait possibilité d'utiliser des cosubstrats, tels les résidus de culture de maïs ainsi que les déchets de municipalité (résidus alimentaires). Le biodigesteur serait installé sur le site à proximité d'un des bâtiments (bâtiment 2). Le transport de la plupart des intrants se ferait par camion. Pour visualiser l'ensemble du fonctionnement du procédé, consulter la figure 6 (les explications détaillées sont présentée à l'annexe 7).

Le site comporte cinq structures d'entreposage à lisier dont deux sont situées près du digesteur. Les deux structures à proximité du biodigesteur seraient utilisées pour l'entreposage du digestat.



## 5.3.2 Analyse technique et agronomique

### 5.3.2.1 Intrants disponibles et utilisés

#### **Ferme naisseur-finisser**

L'intrant principal de ce troisième scénario est le lisier de porc provenant de sept bâtiments qui sont à proximité les uns des autres. Voici, par bâtiment, la quantité annuelle de lisier produit :

- Bâtiment 1 (porcelets et truies) : 1 949 tonnes/an
- Bâtiment 2 (porcs en croissance) : 1 539 tonnes/an
- Bâtiment 3 (porcelets, cochettes et truies) : 1 911 tonnes/an
- Bâtiment 4 (porcs en croissance) : 1 539 tonnes/an
- Bâtiment 5 (porcelets et truies) : 758 tonnes/an
- Bâtiment 6 (porcelets) : 760 tonnes/an
- Bâtiment 7 (bâtiment vide)
- Bâtiment 8 (porcs en croissance) : 4 788 tonnes/an

L'hypothèse de l'installation du biodigesteur à proximité du bâtiment 2 a été émise. Tel que mentionné précédemment, les deux fosses existantes (2 601 et 2 814 m<sup>3</sup>) situées sur ce site serviront à entreposer le digestat produit, ce qui fait qu'en récupérant ces volumes, les frais d'investissement peuvent être réduits. Cependant, ces deux fosses ne seront pas suffisantes pour loger tout le digestat, d'autres structures d'entreposage devront être érigées. Une autre option aurait pu être envisagée : utiliser les fosses des autres sites de production au lieu d'ériger deux nouvelles structures. Par contre, les coûts de transport se verraient augmentés. L'idéal, dans ce scénario, est de produire l'énergie sur le même site, là où elle est consommée.

#### **Résidus de culture**

Les premiers cosubstrats qui pourraient être ajoutés au lisier de porc sont les résidus de culture, plus précisément les résidus de maïs (tiges) produit à la ferme. La quantité annuelle disponible pour cet intrant est de 330 tonnes. Cet intrant permettra d'augmenter le potentiel méthanogène du mélange, puisque tel que mentionné dans la littérature, le lisier seul n'a pas un potentiel méthanogène élevé, ce qui n'est pas optimal pour le processus de méthanisation.

#### **Résidus alimentaires**

Le deuxième cosubstrat pouvant être ajouté serait les résidus putrescibles provenant de municipalités, d'industries, de commerces et d'institutions, plus précisément les résidus alimentaires (restes de préparation, de distribution et de consommation d'aliments). Une quantité de 1 400 tonne/an serait disponible pour cette région selon les données du plan de gestion de la municipalité régionale de comté (MRC) de Nouvelle-Beauce.

Les résidus verts (les résidus d'élagage ainsi que les feuilles mortes) n'ont pas été considérés, car ils contiennent des branches de différentes tailles et des fibres ligneuses, ce qui n'est pas idéal au procédé de biométhanisation (Forcier *et al.*, 2009<sup>36</sup>). Ces résidus ont des vitesses de décomposition plus lentes et peuvent perturber le processus de digestion (Forcier *et al.*, 2009). La présence de morceaux solides comme les branches peut aussi être problématique lorsque les intrants sont ajoutés au digesteur à l'aide de pompes (Forcier *et al.*, 2009). Aussi, ces résidus sont générés de façon ponctuelle selon la saison, ce qui est plus ou moins compatible avec les besoins d'apports constants de matière d'un digesteur anaérobie (Forcier *et al.*, 2009).

<sup>36</sup> Le lecteur peut consulter le rapport complet à l'annexe 8.

Il est important de noter qu'*a priori*, un système de pasteurisation ne sera pas nécessaire pour ce type d'intrant, car il aura seulement usage agricole. Le cas contraire, une pasteurisation serait à considérer, soit à l'étape de digestion ou à l'étape subséquente de compostage, le cas échéant.

L'ajout d'un déchiqueteur serait probablement nécessaire (en amont du biodigester), afin de réduire et d'uniformiser la taille des résidus alimentaires (Forcier *et al.*, 2009<sup>37</sup>). Par contre, le déchiqueteur ne devrait pas servir à broyer les contaminants inertes; quand il y a contamination, il faut séparer d'abord les résidus et non les broyer. En n'incluant qu'un déchiqueteur, il faut supposer que les résidus sont d'excellente qualité, ce qui est possible par une collecte bien contrôlée tant à l'échelle municipale qu'au niveau des commerces, institutions ou industries participantes. Tel que mentionné par Forcier *et al.*, (2009), le taux de contamination ainsi que les types de contaminants ont une répercussion sur les étapes de séparation qui devront être effectuées en amont et en aval du méthaniseur. Il faudra aussi prévoir un homogénéisateur pour la mise en suspension des résidus dans le liquide et probablement des réservoirs tampon ainsi que d'autres équipements comme des pompes, dans le but d'assurer l'équilibre nutritif et de pallier les variations de caractéristiques de ces résidus.

### 5.3.2.2 Formulation des recettes pour l'analyse du scénario 3

Des simulations de mélanges d'intrants ont été effectuées avec l'utilitaire MATTEUS. Comme l'objectif principal de ce scénario était d'analyser le potentiel d'un mélange contenant entre autres, des résidus municipaux, la recette incluant ces intrants (recette S3.3) a été sélectionnée pour l'analyse de ce dernier scénario. Cette recette inclut donc du lisier de porc, des résidus de culture ainsi que les résidus alimentaires. Le tableau 43 présente les quantités utilisées pour ce scénario.

**Tableau 43 Recettes analysées pour le scénario 3**

	Unité	Recette S3.1	Recette S3.2	Recette S3.3
Bâtiment 1	t/an	1 949,3	1 949,3	<b>1 949,3</b>
Bâtiment 2	t/an	1 539	1 539	<b>1 539</b>
Bâtiment 3	t/an	1 911,5	1 911,5	<b>1 911,5</b>
Bâtiment 4	t/an	1 539	1 539	<b>1 539</b>
Bâtiment 5	t/an	758	758	<b>758</b>
Bâtiment 6	t/an	760	760	<b>760</b>
Bâtiment 8	t/an	4 788	4 788	<b>4 788</b>
Résidus de culture	t/an	---	330,31	<b>330,31</b>
Résidus alimentaires	t/an	---	---	<b>1 400</b>
Total annuel	t/an	13 245	13 575	<b>14 975</b>
Siccité du mélange <sup>a</sup>	%	4,0	5,7	<b>8,0</b>
Rapport C/N		4,2	6,2	<b>7,6</b>
Eau de dilution	t/an	0	0	<b>804</b>
Potentiel méthanogène brut	m <sup>3</sup> /an	225 941	345 448	<b>525 341</b>

<sup>a</sup> La siccité présentée dans ce tableau correspond à la moyenne pondérée des intrants tels que reçus.

<sup>37</sup> Le lecteur peut consulter le rapport complet à l'annexe 8.

En fait, les différences entre les recettes viennent de l'utilisation des résidus de culture ou alimentaires dans les recettes. La recette S3.3 est celle qui présente le meilleur rendement en biogaz, la meilleure teneur en méthane dans le biogaz ainsi que le pouvoir calorifique le plus élevé. Par contre, ce mélange aura besoin d'une quantité non négligeable d'eau de dilution à raison de 804 t/an afin de limiter la teneur résultante toxique en ammoniac après digestion au seuil de toxicité de 3 g/L. En termes de stratégie, les lisiers les plus dilués pourraient être retirés du mélange. Cela aurait pour impact de réduire les volumes, la charge en azote et les investissements et coûts d'épandage se verraient affectés.

### 5.3.3 Biogaz

#### 5.3.3.1 Production

Comme pour les deux autres scénarios, l'analyse du potentiel méthanogène a été effectuée avec l'utilitaire MATTEUS d'Hydro-Québec.

Le tableau 44 présente la quantité estimée de biogaz produit à partir de la recette S3.3.

**Tableau 44** Quantité de biogaz produit par la recette S3.3

Caractéristique	Valeur <sup>a</sup> (m <sup>3</sup> /an)
Production de biogaz brut	525 341
Production de biogaz net	389 068
Biogaz utilisé pour chauffer le réacteur et autres pertes	136 273

<sup>a</sup> Valeurs obtenus par MATTEUS

La production annuelle brute de biogaz pour ce scénario serait de 525 341 m<sup>3</sup>/an. De cette quantité brute, il faut également soustraire une quantité totale de 136 273 m<sup>3</sup> de biogaz nécessaire pour chauffer le digesteur (135 225 m<sup>3</sup>/an) et afin de considérer les pertes reliées au procédé de purification (1 048 m<sup>3</sup>/an). Le calcul de la quantité de biogaz utilisé pour chauffer le digesteur est basé sur une moyenne des fluctuations. Les fluctuations de production et d'utilisation n'ont pas été considérées. La production annuelle nette est donc de 389 068 m<sup>3</sup>/an. En ce qui concerne les pertes de purification, ces dernières sont reliées principalement à la réduction de H<sub>2</sub>S passant d'environ 2 000 ppmv à 100 ppmv et à la condensation de la vapeur d'eau de saturation du biogaz brut qui passe de 35°C à 20°C après traitement.

#### 5.3.3.2 Pouvoir calorifique et caractérisation du biogaz

Le tableau suivant présente les caractéristiques du biogaz obtenu par le mélange d'intrants.

**Tableau 45** Caractéristique du biogaz

	Quantité biogaz (m <sup>3</sup> /an)	CH <sub>4</sub> (%)	PCI <sup>a</sup> (GJ/an)	H <sub>2</sub> S (ppmv)
Biogaz brut	525 341	50,6	9 526	2 040
Biogaz net	389 068	50,7	7 069	100

Valeurs obtenus par MATTEUS

<sup>a</sup> Pouvoir calorifique inférieur

Tel que mentionné dans la littérature, il est nécessaire de désulfurer le biogaz lorsque la quantité en H<sub>2</sub>S est située entre 100 et 500 ppmv dans le but d'éviter les problèmes de corrosion réduisant la durée de vie des équipements. Dans ce cas-ci, le biogaz produit a une concentration en H<sub>2</sub>S de 2 040 ppmv; un procédé de désulfuration devrait être installé afin de réduire cette concentration à 100 ppmv afin d'éviter des problèmes de corrosion hâtif. Par suite de son traitement, le biogaz aura une concentration de 50,7 % en CH<sub>4</sub>. Cette concentration est à la limite inférieure aux données issues de la littérature, qui se situent entre 50 et 65 % (Görish et Helm, 2006).

Afin de mieux comprendre ce que représente la quantité de biogaz produit annuellement, le tableau 46 présente les équivalences en gaz naturel et en propane. Afin de chiffrer ces équivalences, la méthode de calcul utilisée est la même que celle utilisée dans les scénarios 1 et 2. Pour la production nette de biogaz de ce scénario, une production équivalente annuel en gaz naturel de 186 566 m<sup>3</sup> est obtenu et de 286 194 L/an dans le cas du propane.

**Tableau 46** Équivalences en gaz naturel et propane du biogaz pour le scénario 3

	Quantité annuelle (m <sup>3</sup> /an)	Équivalences	
		Gaz naturel (m <sup>3</sup> /an)	Propane (L/an)
Biogaz net	389 068	186 566	286 194

### 5.3.3.3 Valorisation de l'énergie

Dans ce scénario, deux avenues possibles ont été évaluées concernant la valorisation du biogaz. En premier lieu, l'utilisation en totalité du biogaz par l'entreprise pour alimenter des aérothermes afin de chauffer les bâtiments d'élevage et la deuxième possibilité est de produire de l'électricité (cogénération) qui sera vendue sur le réseau d'Hydro-Québec.

#### **Alimentation d'aérothermes pour le chauffage des bâtiments d'élevage**

Le biogaz pourrait être utilisé pour chauffer les bâtiments à proximité du site de méthanisation. De juillet 2008 à juillet 2009, l'entreprise a consommé 35 400 litres de propane (48 125 m<sup>3</sup> de biogaz à 50,7 % CH<sub>4</sub>), pour les trois bâtiments situés près du méthaniseur. Le chauffage de ces bâtiments est requis lors des périodes froides qui peuvent durer jusqu'à six mois par année environ. Éventuellement, le potentiel d'utilisation du biogaz pourrait être maximisé, car une grande partie du biogaz serait perdue. Bien entendu, durant cette période de six mois, les besoins en chauffage (puissance) peuvent varier d'une journée à l'autre selon la température extérieure et le type d'animal à l'intérieur du bâtiment. Le méthaniseur produit une quantité de biogaz net de 389 068 m<sup>3</sup>/an (1 065 m<sup>3</sup>/jour) à 50,7 % de méthane ou 286 194 L/an de propane (784 L/jour).

Afin de vérifier si la production de biogaz est suffisante pour les besoins de l'entreprise, certains calculs supposant plusieurs hypothèses sont nécessaires, en tenant compte que les bâtiments consomment toute l'énergie requise pour leur chauffage durant six mois ou 180 jours par année. En considérant une consommation journalière moyenne de biogaz de 267 m<sup>3</sup> sur six mois, la production de biogaz (1 065 m<sup>3</sup>/jour) dépasse très nettement les besoins en énergie pour le chauffage des bâtiments. Ainsi, étant donné cette surcapacité de production, d'autres utilités devront être trouvées afin de valoriser le biogaz produit (chauffage d'autres bâtiments, alimenter des chauffe-eau, chauffer l'eau servant au lavage des bâtiments afin de faciliter le travail, la vente d'énergie thermique, l'incinération de carcasses d'animaux morts, la cogénération, la déshydratation de boues issues de traitements de lisiers, etc.).

## Cogénération

Tel qu'indiqué au scénario 1, il est possible d'évaluer le potentiel électrique du biogaz. Selon le *U.S. Environmental Protection Agency*<sup>38</sup>, un mètre cube de méthane équivaut à 10,501 kWh brut. Cette valeur sera utilisée à des fins de calculs économiques, mais toutes les autres valeurs proviennent de MATTEUS. Dans le présent scénario, la production annuelle de biogaz brute étant de 525 341 m<sup>3</sup> à 50,7 % de méthane, équivaut à 266 348 m<sup>3</sup> en équivalent méthane. L'énergie électrique brute pouvant être produite par le biogaz équivaut à environ 2 800 000 kWh/an. En considérant 30 % d'efficacité, l'équivalent net électrique est d'environ 840 000 kWh/an. L'énergie électrique brute apportée par le biogaz pourrait alimenter quatre panneaux électriques (240 V, 400 A, considérées à 80 % de leur charge, donc, 76,8 kWh). Cependant, il serait maintenant possible de considérer une efficacité à 37 % au lieu de 30 %.

### 5.3.4 Digestat

#### 5.3.4.1 Caractéristiques

Le tableau 47 présente les caractéristiques du mélange en considérant les intrants bruts sans eau de dilution (avant leur entrée dans le digesteur) et du mélange en considérant l'eau de dilution requise pour la recette S3.3.

**Tableau 47** Caractéristiques de la recette S3.3 (volume et charge en éléments fertilisants)

	Mélange sans eau de dilution <sup>a</sup>	Mélange avec eau de dilution <sup>a</sup>
Masse (t/an)	14 975	15 779
Volume (m <sup>3</sup> /an)	14 975	15 779
Siccité (%)	8,0	7,6
N (t/an)	64,5	64,5
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	30,4	30,4
K <sub>2</sub> O (t/an)	33,2	33,2
C / N	7,6	7,6

<sup>a</sup> Valeurs obtenues par MATTEUS

Tel que mentionné dans les cas des scénarios 1 et 2, le schéma d'écoulement du scénario 3 présenté à la figure 6, une hypothèse a été posée indiquant que la sommation de la quantité en intrants était égale à la quantité d'extrants solides et liquides sortant du digesteur (le volume supplémentaire qui a alors été considéré servira de sécurité lors de l'entreposage). En comparant la sommation de la quantité en intrants avant digestion (15 779 t/an) à la quantité de digestat sortant du réacteur (15 068 t/an), le processus de méthanisation engendre une volatilisation d'environ 4,5 % (711 t/an) de la masse.

La production annuelle de digestat serait de 15 068 tonnes (tableau 48). Ce tableau présente aussi les caractéristiques du digestat obtenu à la suite de la méthanisation. Il faut noter qu'il s'agit ici aussi du digestat brut (non séparé).

<sup>38</sup> <http://www.epa.gov/cmop/resources/convert.html>

**Tableau 48 Caractéristiques du digestat de la recette S3.3<sup>a</sup>**

	Digestat*
Masse (t/an)	15 068
Volume (m <sup>3</sup> /an)	15 068
Siccité (%)	4,5
N (t/an)	64,5
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (t/an)	30,4
K <sub>2</sub> O (t/an)	33,2
C / N	3,2
Concentration estimée en azote ammoniacal avant dilution (g/L)	3,16
Concentration estimée en azote ammoniacal après dilution (g/L)	2,99

<sup>a</sup>Valeurs obtenues par MATTEUS

Tel que mentionné aux autres scénarios, la masse d'azote, phosphore et potassium (N, P et K) est conservée dans le processus de méthanisation, alors que le carbone, l'hydrogène et le soufre (C, H et S) sont en partie volatilisés lors de la formation du biogaz, ce qui diminue le rapport carbone/azote (C/N) après la digestion.

#### 5.3.4.2 Valorisation

Comme les scénarios précédents, le digestat sera entièrement utilisé comme fertilisant au champ et un PAEF complet s'avère nécessaire puisque le volume de lisier et sa charge en éléments fertilisants à gérer ont changés avec l'ajout de cosubstrats.

Toutefois, il faut dire que l'ensemble des intrants utilisés étaient déjà épandus sur les terres avoisinantes. En fait, l'ajout en éléments fertilisants proviendra des résidus de culture et alimentaires et aura pour effet d'augmenter la superficie de terres requise pour l'épandage du digestat. De plus, considérant que la forme de l'azote et du phosphore a aussi changée (forme minérale plus assimilable par les plantes), il en résulte une augmentation de la superficie des terres requises. Le PAEF permet de connaître les volumes et les charges à gérer, les superficies d'épandage et les distances moyennes d'épandage permettant d'évaluer les coûts liés au transport du digestat. En ce qui concerne le scénario 3, le PAEF complet n'était pas disponible. Pour plus de détails concernant les items inclus au PAEF, consulter la section 3.4.5.2.

Dans ce scénario, il est aussi nécessaire d'intégrer un PAEV puisque que le mélange devient une MRF avec l'ajout de résidus alimentaires. Le PAEV est un règlement du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Le PAEV est un plan de valorisation nécessaire pour la disposition agronomique de résidus provenant de productions autres qu'agricoles. Ainsi, puisqu'il a eu introduction de matières d'une ou de plusieurs industries, ces résidus sont destinés à la valorisation agricole et doivent faire l'objet d'une demande d'autorisation et d'un plan présenté au MDDEP.

### 5.3.5 Impacts attendus sur les odeurs et pathogènes

Le lecteur peut se référer à la section 5.1.7 du rapport.

### 5.3.6 Résumé des principaux aspects réglementaires

Ce scénario est moins complexe que les deux derniers. Cependant, il demandera tout de même des démarches auprès du MDDEP pour la gestion des résidus à la sortie, du MAPAQ pour d'introduction de matières alimentaires et à la municipalité et auprès d'Hydro-Québec si l'option de production d'électricité est choisie. Dans cette dernière éventualité, l'entreprise pourra installer une unité de cogénération dimensionnée en fonction de sa propre consommation d'électricité, mais plafonnée à 50 kW. Cette mesure assure à Hydro-Québec que la surproduction d'électricité ne sera pas systématique. Par ailleurs, le remboursement de la facture d'électricité par la production de la ferme se fera au tarif de 6 ¢/kW/h, soit au même tarif qu'a payé le producteurs pour son électricité, et ce, malgré ses propres coûts d'électricité qui peuvent être plus élevés.

Il existe des programmes de tarification préférentielle pour le rachat d'énergies vertes à des prix avoisinant les 11 ¢/kWh dans d'autres provinces; cependant, aucune n'est en vigueur au Québec.

### 5.3.7 Infrastructures et équipements

Voici les infrastructures qui devront être érigées pour assurer le fonctionnement du site de méthanisation :

- Préfosse de mélange (incluant un mélangeur)
- Biodigester (incluant un mélangeur et la torchère)
- Aérotherme
- Conduite pour le transport du biogaz
- Dalle de béton pour le biodigester
- Fosses sans toiture (deux fosses de 3 915 m<sup>3</sup> chacune)
- Bâtiment en dôme (entreposage intrants secs)
- Bâtiment de service
- Assècheur et surpresseur de biogaz (optionnel)
- Système de désulfuration.

Voici ce qui serait nécessaire en ce qui concerne les équipements :

- Pompes
- Tracteur à chargement frontal (transport des intrants secs)
- Raccordement à la grille électrique
- Panneaux de contrôle et électriques
- Adaptation du système d'alimentation en gaz pour le chauffage des bâtiments
- Génératrice (selon le cas).

### 5.3.8 Analyse économique et financière<sup>39</sup>

#### 5.3.8.1 Généralités

L'objectif de cette section est d'analyser la rentabilité de l'implantation d'un biodigester sur les finances et le flux de trésorerie annuel d'une entreprise. À cet effet, un scénario a été créé en se basant sur une recette d'intrants et un budget partiel a été établi. Afin de faire un survol complet de la situation économique par suite de l'implantation de cette nouvelle technologie, une analyse de sensibilité a également été réalisée.

Il est important de noter que l'information contenue dans cette section reflète les caractéristiques de l'entreprise étudiée. Cette étude peut permettre à cette dernière d'évaluer les différents coûts liés à l'implantation d'un système de biométhanisation à la ferme. Cependant, le lecteur doit avoir à l'esprit que l'analyse de ce scénario est présentée à titre indicatif et que, par conséquent, une multitude de variables peuvent en influencer les résultats comme mentionné dans les scénarios 1 et 2. Il est important que le producteur adapte la méthode d'analyse à leur contexte.

#### 5.3.8.2 Frais reliés à l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme

La décision d'investir dans un biodigester doit être réfléchi en raison du montant élevé d'une telle implantation. Dans ce scénario, cet investissement s'élève à près de 1,7 million \$ (tableau 49). Le biodigester et les équipements s'y rattachant représentent à eux seuls 55 % des coûts totaux d'investissement.

**Tableau 49 Frais des investissements totaux - scénario 3**

<b>Investissements<sup>a</sup></b>	<b>\$</b>
Frais d'analyse	51 500 \$
Préfosse et fosses	234 850 \$
Biodigester	423 900 \$
Bâtiments additionnels	214 063 \$
Équipements additionnels <sup>b</sup>	498 812 \$
<b>Sous-total</b>	<b>1 423 125 \$</b>
Frais ingénierie (7 % immobilisations)	96 014 \$
Imprévus <sup>c</sup>	151 914 \$
<b>Sous-total</b>	<b>247 928 \$</b>
<b>Total</b>	<b>1 671 052 \$</b>

<sup>a</sup> Les investissements incluent les options et ces dernières sont l'assècheur de biogaz, le supprimeur et le système de désulfuration. Ces options représentent 281 100 \$.

<sup>b</sup> Comprend le déchiqueteur des résidus alimentaires

<sup>c</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie.

<sup>39</sup> Il se pourrait que la somme des montants diffère au dollar près du total du fait des arrondis.

Lors de l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme, certaines subventions sont disponibles pour ce cas particulier. Pour le scénario 3, l'aide financière applicable se trouve au niveau du volet 6.2 du Prime-Vert, soit *Technologies de réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la gestion des fumiers*. Cette aide couvre jusqu'à 70 % des coûts admissibles et ne pouvait excéder 100 000 \$ en 2008 (Prime-Vert, ancien programme 2008). Par contre, elle a été révisée le 1<sup>er</sup> avril 2009 et est passée à 200 000 \$ (MAPAQ, 2009). Dans le cadre de l'étude de ce scénario, la valeur de 2008, soit 100 000 \$ a été considérée. De plus, pour le scénario 3, une deuxième aide financière peut être prise en considération, soit le programme des crédits d'impôts qui permet d'aller chercher un crédit à hauteur de 30 % jusqu'à un maximum de 200 000\$ pour l'installation d'un système de traitement de lisier de porc. Dans le cas présent, un montant de 200 000 \$ a été utilisé. Ainsi, l'aide financière considérée pour le scénario est de 300 000 \$. Une seconde subvention pourrait être applicable, soit le *Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage* du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Pour être admissible à cette subvention, le mélange d'intrants doit contenir jusqu'à un maximum d'environ 10 % de matières organiques d'origine agricole (ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 2009). Toutefois, le scénario présent n'est pas admissible à cette subvention puisque le mélange d'intrants contient majoritairement des matières organiques d'origine agricole.

Pour évaluer la rentabilité de cet investissement, un budget partiel a été fait (tableau 50). Il permettra d'évaluer l'impact de l'implantation du système de méthanisation sur la rentabilité de l'entreprise. Pour ce faire, une liste des détériorations (revenus en moins et charges en plus) ainsi que des améliorations (charges en moins et revenus en plus) a été élaborée. La vente de biogaz, qui totalise un montant de 11 224 \$ et le revenu provenant des résidus municipaux, qui équivalent à 112 000 \$, ont été inclus dans les améliorations. Les détériorations, quant à elles, incluent entre autres les amortissements, les intérêts, les assurances, etc., et au total, sont estimées à 289 668 \$. Le scénario n'est donc pas rentable puisqu'au final le bénéfice annuel est de -166 445 \$ par année. Les durées de vie des investissements ainsi que les valeurs résiduelles utilisées dans le budget partiel sont décrites dans le tableau 21. Pour le budget partiel, la subvention reçue a été distribuée pour chaque investissement selon la proportion de celui-ci sur le coût total.



Malgré que le projet ne soit pas rentable, une analyse de flux de trésorerie a été réalisée pour montrer l'effet de l'implantation de cette technologie. Pour ce faire, une liste des frais opérationnels annuels a été dressée. Ces frais opérationnels annuels sont estimés à 161 384 \$ (tableau 51). L'entretien des équipements mécaniques et les frais du PAEV représentent les postes de dépenses les plus importants; ils totalisent 54 % des frais annuels. Dans l'analyse économique, les coûts rattachés au plan agroenvironnemental de fertilisation (PAEF) n'ont pas été inclus dans les frais annuels puisque cette dépense est déjà défrayée chaque année.

Certains producteurs doivent payer pour apporter des modifications à leur PAEF et d'autres non. Dans le cas de ce scénario, les coûts de modification du PAEF n'ont pas été tenus en compte dans l'analyse économique, car ils sont négligeables.

**Tableau 51 Frais opérationnels annuels du scénario 3**

Frais annuels <sup>a</sup>	\$	% frais annuels
Assurances	13 716 \$	8
Frais d'épandage	12 585 \$	7
Main d'œuvre	24 000 \$	14
Taxes foncières	1 355 \$	1
Coûts d'opérations	21 900 \$	12
Entretien et réparations	42 828 \$	24
PAEV	45 000 \$	26
<b>Total</b>	<b>161 384 \$</b>	

<sup>a</sup> Les Frais annuels ne tiennent pas compte des coûts de transport des intrants puisqu'il est considéré dans ce scénario que ces derniers sont assumés par les fournisseurs d'intrants.

En incluant les annuités de 91 891 \$, les frais annuels s'élèvent à 253 275 \$. Les annuités ont été calculées en supposant un taux d'intérêt annuel de 5,10 %<sup>40</sup>, une mise de fonds de 25 % et une durée d'emprunt de 17 ans<sup>41</sup> (tableau 52). Les revenus (vente de biogaz et redevances des résidus) totalisent, quant à eux, 123 224 \$. Ces revenus ne sont toutefois pas assez élevés pour compenser les frais opérationnels et les annuités. Le bénéfice net annuel est donc de -130 051 \$. Comme vu précédemment dans le tableau 49, le déficit du budget partiel diffère de celui du flux de trésorerie puisque dans le budget partiel, les investissements sont divisés selon leur durée de vie. Les amortissements ainsi que les intérêts sont aussi tenus en compte dans ce budget. Dans le flux de trésorerie, un prêt de 17 ans a été considéré. Pour obtenir ce chiffre, une moyenne pondérée a été faite en fonction des durées de vie des investissements.

<sup>40</sup> Taux moyen de base mensuel des entreprises de 1999 à 2009 de la Banque du Canada

<sup>41</sup> Moyenne pondérée en fonction de la durée de vie des bâtiments et des équipements.

**Tableau 52 Analyse financière et effet sur le bénéfice net annuel du scénario 3**

Durée de l'emprunt	17 ans
Taux d'intérêt	5,10 %
Mise de fonds	25 %
Quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane	23 671 m <sup>3</sup>
Investissement total	1 671 052 \$
Subvention	300 000 \$
Montant à financer	1 371 052 \$
Mise de fond (25 %)	342 763 \$
Montant à emprunter	1 028 289 \$
<b>Annuité</b>	- 91 891 \$
Frais variables annuels	- 161 384 \$
Frais variables avec l'annuité	- 253 275 \$
Revenus annuels	123 224 \$
<b>Bénéfice net annuel à encourir avec les annuités</b>	- 130 051 \$
<b>Coût de production du biogaz en équivalent méthane<sup>a</sup></b>	<b>10,70 \$</b>

<sup>a</sup> Coût de production = frais opérationnels + annuités ÷ quantité utilisée de biogaz en équivalent méthane

La production nette de biogaz est de 389 068 m<sup>3</sup>. Or, seulement une quantité de 48 125 m<sup>3</sup> de biogaz, soit l'équivalent de 35 400 L de propane, est utilisée pour chauffer les bâtiments. L'excédent de biogaz produit, soit 340 943 m<sup>3</sup> (172 858 m<sup>3</sup> en équivalent méthane), est non utilisé. Si ce méthane était vendu à 0,46 \$/m<sup>3</sup> pour être utilisé à d'autres fins, un revenu supplémentaire de 79 515 \$ serait généré pour l'entreprise.

### 5.3.8.3 Analyse de sensibilité

Il est important d'évaluer si le contrôle du risque associé à certaines variables sensibles, notamment les frais d'investissements, ont un effet sur le bénéfice annuel du budget partiel (tableau 50). Pour ce faire, une analyse de sensibilité a été faite; les résultats sont présentés aux tableaux 53 à 55. Les variables utilisées pour l'analyse de sensibilité ont été choisies en fonction de leur relatif impact sur le bénéfice annuel de l'analyse de rentabilité. Les variables sont : le coût d'investissement, le taux d'intérêt, le prix du gaz naturel et les redevances des résidus municipaux.

### 5.3.8.4 Variation des coûts d'investissements

Dans l'analyse de sensibilité, la marge de risque pour les coûts d'investissements varie de ±25 %. Si les équipements en option présentement inclus ne sont pas nécessaires au bon fonctionnement du biodigester, ils pourraient être exclus des investissements et ainsi réduire les coûts. Ces équipements en option représentent 16 % du coût total des investissements.

Le risque lié aux coûts d'investissements est moyennement élevé puisque le bénéfice annuel varie de ±24 % (±40 181 \$) alors que les coûts d'investissement varient de ±25 % (±417 763 \$) (tableau 53). Si les équipements en option ne sont pas pris en compte dans les coûts d'investissements, le bénéfice annuel sera affecté par ce changement à la hausse. La suppression des options augmentera le bénéfice annuel de 14 %.

**Tableau 53 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon les coûts d'investissement pour le scénario 3.**

Variation de l'investissement	Variation d'investissement (\$)	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau du bénéfice annuel (\$)
-25 %	- 417 763 \$	24 %	40 181 \$	-126 263 \$
-20 %	- 334 211 \$	19 %	32 145 \$	-134 300 \$
-15 %	- 250 658 \$	14 %	24 109 \$	-142 336 \$
15 %	250 658 \$	-14 %	-24 109 \$	-190 553 \$
20 %	334 210 \$	-19 %	-32 145 \$	-198 590 \$
25 %	417 763 \$	-24 %	-40 181 \$	-206 626 \$

### 5.3.8.5 Variation du taux d'intérêt

Le risque est moins élevé pour le taux d'intérêt comparativement aux frais d'investissement dans la mesure où le bénéfice annuel varie très peu, soit  $\pm 5\%$  par rapport au scénario de base s'il y a une réduction ou une augmentation du taux d'intérêt de l'ordre de 25 %.

### 5.3.8.6 Variation du prix du gaz naturel

La variation du prix du gaz naturel influence peu le bénéfice annuel puisque le revenu tiré de la vente de celui-ci représente seulement que 9 % des revenus totaux. Une variation de  $\pm 25\%$  du prix du gaz naturel ne fait varier que de  $\pm 2\%$  le bénéfice annuel ( $\pm 2\,806\ \$$ ) (tableau 54). Toutefois, pour ce scénario, un revenu important n'est pas considéré, car une partie significative du biogaz n'est pas valorisé. Il est donc primordial de trouver des solutions afin de tirer des revenus de ce biogaz excédentaire.

**Tableau 54 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du prix du gaz naturel pour scénario 3**

Variation du prix du gaz naturel	Nouveau prix du gaz naturel \$/m <sup>3</sup>	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau bénéfice annuel (\$)
-25 %	0,35 \$	-2 %	-2 806 \$	-169 251 \$
-20 %	0,37 \$	-1 %	-2 245 \$	-168 689 \$
-15 %	0,39 \$	-1 %	-1 684 \$	-168 128 \$
-10 %	0,41 \$	-1 %	-1 122 \$	-167 567 \$
10 %	0,51 \$	1 %	1 122 \$	-165 322 \$
15 %	0,53 \$	1 %	1 684 \$	-164 761 \$
20 %	0,55 \$	1 %	2 245 \$	-164 200 \$
25 %	0,58 \$	2 %	2 806 \$	-163 639 \$

### 5.3.8.7 Variation des redevances des résidus municipaux

Pour terminer, les redevances des résidus municipaux ont aussi été considérées dans l'analyse de sensibilité. Sa variation peut influencer grandement le bénéfice annuel. Lorsque ces redevances des résidus varient de -50 % à +100 %, le bénéfice annuel varie de -34 % et +67 % respectivement (tableau 55). Le revenu provenant des résidus représente 91 % des revenus totaux de l'entreprise. Or, même si les redevances d'entrée doublent (160 \$), le bénéfice annuel reste négatif.

**Tableau 55 Bénéfice annuel de l'analyse de sensibilité selon la variation du revenu par tonne**

Variation des redevances	Nouveaux redevances	Variation du bénéfice annuel (%)	Variation du bénéfice annuel (\$)	Nouveau bénéfice annuel (\$)
-50%	40	- 34%	-56 000 \$	-222 445 \$
-40%	48	- 27%	-44 800 \$	-211 245 \$
-30%	56	- 20%	-33 600 \$	-200 045 \$
-25%	60	- 17%	-28 000 \$	-194 445 \$
-10%	72	- 7%	-11 200 \$	-177 645 \$
10%	88	7%	11 200 \$	-155 245 \$
25%	100	17%	28 000 \$	-138 445 \$
30%	104	20 %	33 600 \$	-132 844 \$
40%	112	27%	44 800 \$	-121 645 \$
50%	120	34%	56 000 \$	-110 445 \$
100%	160	67%	112 000 \$	-54 445 \$

Dans ce scénario, les variables « redevances » ainsi que « investissement » sont celles qui influencent le plus le bénéfice annuel. Par conséquent, afin que le présent scénario devienne rentable, les investissements doivent être réduits d'au-moins 25 %, les redevances pratiquement doublées et que les revenus du biogaz soient excédentaires. De plus, l'incorporation d'intrants plus méthanogènes avec possibilité de charger des redevances devrait être envisagée. Ainsi, afin de rendre le projet viable économiquement, il y a beaucoup à faire.

### 5.3.9 Évaluation du potentiel d'un procédé de cogénération

#### 5.3.9.1 Analyse économique et financière

L'objectif de cette section est de vérifier s'il est rentable pour l'unité de méthanisation de vendre le biogaz qu'elle produit à une unité de cogénération plutôt que de l'utiliser pour chauffer les bâtiments d'élevage. Deux mises en situations ont été considérées dans cette analyse économique. La première a été réalisée en tenant compte que le prix auquel l'unité de méthanisation doit vendre son biogaz afin d'avoir un délai de récupération de cinq ans. La deuxième a été effectuée pour déterminer le prix auquel l'unité de cogénération doit acheter le biogaz afin de vendre l'électricité qu'elle produira à un coût permettant à l'unité de cogénération d'être rentable.

Pour l'analyse économique, l'unité de méthanisation (production de biogaz) et l'unité de cogénération (production d'électricité à partir du biogaz) ont été considérées comme des entités distinctes. L'achat de la génératrice sera endossé par l'unité de cogénération (tableau 56). Pour produire de l'électricité à partir de biogaz, l'unité de cogénération doit acquérir une génératrice et des équipements additionnels. Les investissements effectués se chiffrent à 429 605 \$. L'achat de la génératrice, au coût de 200 000 \$ représente près de 50 % des coûts totaux d'investissement.

**Tableau 56 Frais des investissements totaux pour l'unité de cogénération du scénario 3**

Investissement	\$
Génératrice	200 000 \$ <sup>b</sup>
Équipements additionnels <sup>a</sup>	135 000 \$ <sup>b</sup>
Frais d'installation	30 000\$ <sup>b</sup>
<b>Sous-total</b>	<b>365 000 \$</b>
Imprévus <sup>c</sup>	39 055 \$
Frais d'ingénierie (7 % des immobilisations)	25 550 \$
<b>Total</b>	<b>429 605 \$</b>

<sup>a</sup> Les équipements additionnels comprennent les équipements de la salle de cogénération et les interconnexions thermiques.

<sup>b</sup> Lebel, F. 2009, communication personnelle.

<sup>c</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie.

Pour produire de l'électricité, l'unité de cogénération doit tout d'abord acheter le biogaz à 0,83 \$/m<sup>3</sup> (1,64 \$/m<sup>3</sup> de méthane) pour que l'unité de méthanisation ait un délai de récupération de cinq ans<sup>42</sup>. L'achat de biogaz par l'unité de cogénération totalise donc un montant de 414 159 \$ puisque la génératrice peut consommer annuellement jusqu'à 498 987 m<sup>3</sup> de biogaz à 50,6 % de méthane<sup>43</sup>. La génératrice peut consommer plus de biogaz que la chaudière puisqu'elle fonctionne 95 % du temps. Les frais opérationnels sont estimés à 34 261 \$ annuellement.

La cogénération produit aussi de la chaleur par le radiateur, ce qui peut entraîner un revenu de 12 985 \$ annuellement<sup>44</sup> qu'elle peut revendre à l'unité de méthanisation pour le chauffage du bioréacteur ou pour chauffer divers bâtiments afin de remplacer le propane. L'électricité produite serait vendue au réseau d'Hydro-Québec. Cependant, pour avoir un délai de récupération de cinq ans, l'unité de cogénération doit vendre l'électricité à 0,54 \$/kWh<sup>45</sup>. Ce prix est très loin des prix (0,112 \$/kWh) offerts en décembre 2009 par Hydro-Québec dans le cadre d'un appel d'offres pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse (Hydro-Québec, 2009).

<sup>42</sup> Calcul du prix du m<sup>3</sup> de biogaz pour avoir un délai de récupération de cinq ans = [(Investissement – subvention) – 5 ans (Bénéfice net sans vente de biogaz)] / 5 ans (quantité de biogaz à vendre) = [1 371 052 \$ - 5(- 141 274 \$)] / 5(498 987 m<sup>3</sup>) = 0,83 \$ / m<sup>3</sup>.

<sup>43</sup> Considérant que la consommation horaire de biogaz de la génératrice est de 59,96 m<sup>3</sup> par heure, elle équivaut à une quantité annuelle de 498 987 m<sup>3</sup> tenant compte d'un facteur d'utilisation de 95 %.

<sup>44</sup> Considérant que la composition en méthane du gaz naturel est quasiment la même que le méthane pur, le nombre de kWh du méthane a été utilisé pour fin de calcul, soit 10,5 kWh/m<sup>3</sup>. Ainsi, le coût du kWh thermique a été estimé à 0,044\$/ kWh (0,46\$/m<sup>3</sup> ÷ 10,5 kWh/m<sup>3</sup>). La quantité de chaleur disponible brute pour la vente est de 590 237 kWh thermique. Le facteur d'utilisation thermique a été fixé à 50 %. Donc, au total, l'unité de cogénération ne peut vendre que 295 119 kWh thermique à 0,044 \$/ kWh.

<sup>45</sup> Calcul du prix du kWh pour avoir délai de récupération de cinq ans si achat du biogaz à 0,83/m<sup>3</sup> = [(Investissement total) – 5 ans (Bénéfice net sans vente d'électricité)] / 5 ans (quantité de kWh) = [429 605 \$ - 5(- 461 509 \$)] / 5 (1 007 718 m<sup>3</sup>) = 0,54 \$ / kWh

Le coût de production de l'électricité tient compte des frais opérationnels, des annuités, de l'achat de biogaz, de la vente de chaleur et de la quantité d'électricité vendue. Le coût de production est de 0,46 \$/kWh pour ce scénario, ce qui est supérieur au tarif de rachat et au prix du marché. **Le présent scénario représente probablement une situation plus réaliste puisque les revenus annuels en redevances ne sont pas aussi élevés (112 000 \$ versus 520 000 \$) comparativement au scénario 1.** L'impact qu'aurait une diminution ou un retrait des redevances sur le prix du biogaz serait moins important que pour le scénario 1.

Acheter le biogaz à 0,83 \$/m<sup>3</sup> n'est pas une solution rentable pour l'unité de cogénération. Des simulations ont été effectuées pour déterminer à quel prix l'unité de cogénération doit acheter le biogaz pour obtenir un prix de rachat de l'électricité aux environs 0,13 \$/kWh. Or, il est possible d'obtenir ce prix si le biogaz est fourni gratuitement<sup>46</sup>. Toutefois, l'unité de méthanisation a la possibilité de vendre le biogaz produit à 0,46 \$/m<sup>3</sup> de méthane pour l'utilisation de la chaudière. Il est donc plus avantageux pour cette dernière d'envisager cette option que de vendre son biogaz à la cogénération.

### 5.3.10 Résumé et conclusion du scénario 3

Lors de l'analyse de ce scénario, plusieurs points importants à ne pas négliger ont été recensés. Voici la liste des constats spécifiques pour ce scénario. Les constats généraux formulés à la section 3.4.13 du scénario 1 sont également applicables au scénario 3.

#### **Constats spécifiques**

- La constance en approvisionnement et l'accessibilité en résidus alimentaires peut varier, ce qui peut entraîner des problèmes au mélange d'intrants. La recette ne doit pas être trop modifiée, car des effets négatifs sur le bon fonctionnement du digesteur peuvent s'en suivre;
- Un système de méthanisation ayant comme cosubstrat les résidus du secteur municipal nécessite un suivi plus complexe s'il y a variabilité de la qualité afin d'ajuster les recettes selon les caractéristiques des intrants (Forcier *et al.*, 2009);
- Des corps étrangers peuvent être présents dans les résidus municipaux et peuvent aussi jouer en défaveur du bon fonctionnement du processus de méthanisation à l'intérieur du digesteur. De plus, la présence de corps étrangers dans les résidus municipaux exigent des étapes de séparation avant le traitement (Forcier *et al.*, 2009);
- Cette entreprise se doit de trouver des intrants moins dilués, plus méthanogènes, afin d'augmenter sa production de biogaz, ou des intrants générateurs de revenus telles les boues d'abattoir. Bien entendu, il est primordial d'augmenter le taux d'utilisation du biogaz;
- Des résidus libres de contaminants sont absolument requis pour ce scénario et sont une contrainte potentielle, car la disponibilité de ces matières n'a pu être précisée dans la région à l'étude;
- Cette entreprise doit optimiser l'utilisation du biogaz produit. Le biogaz excédentaire pourrait éventuellement être injecté au réseau de gaz naturel sur les périodes les plus chaudes, mais entraînerait des étapes de purification du biogaz et les conditions d'injection au réseau devront être vérifiées avec le fournisseur;
- Il est important de noter que l'effet cyclique d'utilisation du biogaz n'a pas été pris en compte pour ce scénario.

---

<sup>46</sup> Calcul du prix du kWh pour avoir un délai de récupération de cinq ans si le biogaz est fourni gratuitement = [(Investissement total) - 5 ans (Bénéfice net sans vente d'électricité)] / 5 ans (quantité de kWh) = [429 605 \$ - 5\*(- 41 878 \$)] / 5\*( 1 007 718 m<sup>3</sup>) = 0,13 \$ / kWh

Dans ce scénario, le biodigester et les équipements additionnels représentent près de 55 % des coûts d'investissement. Il y aurait possibilité de réduire le coût des équipements additionnels de 281 000 \$ si l'assècheur de biogaz et le système de désulfuration n'étaient pas nécessaires. Les principaux postes de dépenses sont les frais de PAEV et l'entretien des équipements et ils représentent respectivement 27 et 28 % des dépenses. Les assurances, qui sont souvent non incluses dans les analyses économiques, représentent 8 % des dépenses. La principale source de revenus de ce scénario provient des redevances des résidus municipaux. Ces redevances représentent 91 % des revenus totaux et 9 % provient du biogaz ayant servi à chauffer les bâtiments. Ces revenus ne sont pas assez importants pour compenser les frais opérationnels annuels. Or, même si les revenus doublent, le projet ne demeure toujours pas rentable. Un intrant plus payant ou avec un pouvoir méthanogène intéressant devrait être inclus dans la recette pour augmenter son revenu et que l'utilisation du biogaz soit maximisée.

## 6 Conclusion

Le but du projet était de développer et de valider un cadre d'analyse technico-économique adapté aux conditions des producteurs porcins du Québec en tenant compte des exigences et des références techniques, économiques, agronomiques et environnementales propres au secteur porcin québécois afin de vérifier l'intérêt de produire du biogaz à la ferme, adapté aux conditions des producteurs porcins québécois. Les objectifs étaient :

- Recenser les différentes méthodes et outils d'évaluation qui existent à travers le monde en mettant l'accent sur le Canada et le Québec;
- Développer une grille d'analyse structurée afin d'évaluer les différentes méthodes et outils d'évaluation;
- Établir les forces et les faiblesses des différentes méthodes et outils recensés;
- Identifier les informations, les outils et acquérir les références technico-économiques dont les conseillers sur le terrain et les producteurs de porcs auront besoin pour prendre des décisions;
- Construire un cadre d'analyse intégré qui prendra en compte tous les aspects techniques, économiques, agronomiques, environnementales et climatologiques pertinents pouvant influencer la prise de décision des producteurs porcins;
- Établir les différents moyens de valoriser le ou les sous-produits issus du procédé de méthanisation et en évaluer les impacts sur les plans technico-économique, agronomique et environnemental;
- Identifier des situations en élevage permettant une valorisation optimale de l'énergie thermique;
- Établir différents scénarios représentatifs basés sur les résultats des objectifs précédents;
- Valider le cadre d'analyse global à l'aide de scénarios;
- Établir « sur papier » toutes les modalités de calcul des différents scénarios;
- Recenser des solutions qui permettraient d'optimiser le fonctionnement de ces systèmes;
- Évaluer l'impact technico-économique lié à l'optimisation du procédé de production de biogaz sur les fermes et analyser les différents débouchés pour le méthane;
- Établir un coût de revient pour produire de l'énergie à la ferme à l'aide du biogaz (thermique et électrique) basé sur les scénarios présentés;
- Réaliser une analyse du risque préliminaire liée à l'implantation à la ferme de tels systèmes;
- Donner un avis d'experts sur les opportunités de la production de biogaz à la ferme dans le contexte de la production porcine québécoise.

Des outils existants ont été recensés et analysés afin d'en retirer les forces de chacun et de proposer un cadre d'analyse tenant compte de plusieurs aspects. Trois scénarios ont été élaborés et analysés d'un point de vue technique, agronomique, environnemental et économique, afin de valider et de bonifier le cadre d'analyse proposé. L'analyse complète des scénarios a permis de mieux situer la méthanisation à la ferme dans les conditions québécoises. Le cadre d'analyse, sous forme d'un guide et d'un organigramme de décision, est disponible en annexe. Cet outil d'aide à la décision pourra être utilisé lors de l'analyse de projets de méthanisation à la ferme au Québec. Il s'adresse à des conseillers et aux producteurs afin de donner une idée relativement précise du potentiel de produire du biogaz à la ferme.

D'un point de vue économique, pour les trois scénarios analysés, les coûts en investissement et les coûts d'opération sont élevés par rapport aux revenus apportés par le biogaz, et ce, malgré une aide financière gouvernementale importante pour les investissements admissibles. Seul le scénario 1 est rentable car les redevances de certains intrants amènent un revenu supplémentaire important. Ce projet demeurera rentable tant et aussi longtemps que les redevances ne diminueront pas de plus de 40 %. Les redevances sont la variable qui affecte le plus le bénéfice annuel des scénarios 1 et 3. Dans le cas du scénario 3, le projet n'est pas rentable même si ces redevances augmentaient de 25 %. Il serait donc intéressant pour les scénarios 2 et 3 de trouver d'autres sources d'intrants qui peuvent apporter un revenu supplémentaire (redevances) et qui sont méthanogène.

Il semble clair qu'au Québec, la méthanisation sera très dépendante des redevances. Or, dans un contexte de développement des énergies renouvelables, il y a une demande accrue en déchets organiques fermentescibles. Donc, par le jeu de l'offre et de la demande, il y aura une baisse des redevances. C'est ce qui est observé actuellement en France.

Plus spécifiquement, pour la filière thermique dans les conditions du Québec, le défi est de produire du biogaz à un prix moindre que le gaz naturel ( $0,46 \text{ \$/m}^3$ , 100 % méthane) alors que le meilleur scénario (le scénario 1) de la présente étude montre un coût de production de  $0,97 \text{ \$/m}^3$  de biogaz en équivalent méthane. De plus, pour respecter un délai de récupération de cinq ans, l'unité de méthanisation de ce scénario doit vendre le biogaz à  $0,65 \text{ \$/m}^3$  équivalent méthane. Quant à la filière électrique, le défi est de produire de l'électricité à un prix moindre de  $0,0746 \text{ \$/kWh}$  (Hydro-Québec, 2010) lorsqu'utilisé directement à la ferme ou espérer  $0,112 \text{ \$/kWh}$  dans le cas où elle peut être revendue sur le réseau électrique par appel d'offres auprès d'Hydro-Québec. Ces prix du marché sont inférieurs au coût de production d'électricité du scénario le plus réaliste ( $0,46 \text{ \$/kWh}$ ) de la présente étude.

Dans les conditions posées dans les scénarios 1 et 3, la cogénération n'est pas rentable si l'unité de méthanisation vend le biogaz à son prix de vente ( $0,24 \text{ \$/m}^3$  pour le scénario 1 et de  $0,83 \text{ \$/m}^3$  pour le scénario 3) afin d'avoir un délai de récupération de moins de cinq ans. À ce prix, l'unité de cogénération devra vendre son électricité produite à un prix élevé ( $0,21 \text{ \$/kWh}$  pour le scénario 1 et de  $0,54 \text{ \$/kWh}$  pour le scénario 2). Or, l'unité de cogénération, pour vendre son électricité produite à un prix raisonnable (environ  $0,12 \text{ \$/kWh}$ ) qui lui permet un délai de récupération de cinq ans, elle doit payer le biogaz environ  $0,05 \text{ \$/m}^3$  pour le scénario 1 ou le recevoir gratuitement pour le scénario 3. Ainsi, il est préférable à l'unité de méthanisation de vendre le biogaz produit ( $0,46 \text{ \$/m}^3$  de biogaz en équivalent méthane) pour le chauffage de la chaudière de la meunerie.

La présente étude a permis de démontrer que le coût de production du biogaz est élevé s'il est comparé au prix de vente du gaz naturel. Pour réduire ce coût, il est primordial, selon les scénarios, de récolter des revenus importants provenant de redevances pour les intrants externes qui seront incorporés au digesteur.

La décision d'implanter un système de méthanisation au Québec ne doit pas être pris à la légère considérant le faible coût d'énergie qui y prévaut. Basé sur l'analyse des trois scénarios, il est nécessaire d'avoir des revenus importants afin de pallier les frais opérationnels et les annuités qu'un tel projet entraîne, et ce, malgré des aides gouvernementales à l'investissement importantes. Ainsi, malgré des aides gouvernementales, des investissements importants sont impliqués (entre 1,5 et 3 millions) dans les trois scénarios, ce qui augmente le risque financier associé au projet. Il est primordial de bien investiguer avant de se lancer dans un projet d'une telle envergure.

Bien entendu, les trois scénarios présentés dans ce rapport peuvent être optimisés. Pour ce faire, il est important de trouver des façons de réduire les coûts d'investissement et surtout les frais d'opération, tout en cherchant à augmenter les revenus tirés de la vente d'énergie ou à tirés des redevances pour des intrants très méthanogènes.

Les coûts des investissements utilisés dans les scénarios sont sujets à changement puisque la durée du projet s'est échelonnée sur plus d'un an. Chaque cas étant unique et ayant ses spécificités propres, les données et analyses des scénarios précédemment présentés ne doivent pas être utilisées lors de l'élaboration d'un projet réel.

La notion de biosécurité n'a pas été exploitée en profondeur lors de l'étude des scénarios. Cependant, cet aspect primordial n'est pas à négliger, car des pertes non négligeables peuvent y être associées au niveau des élevages. De plus, en ce qui concerne le scénario 2, des démarches devront être effectuées en ce qui concerne la disposition et de l'utilisation des carcasses d'animaux. Cet intrant aurait pu ne pas être utilisé, mais la recette la plus méthanogène a été considérée pour ce scénario, soit celle incluant les carcasses.

Par ailleurs, les producteurs implantant un système de méthanisation sur leurs fermes deviennent des producteurs d'énergie et doivent adapter leur entreprise en conséquence. C'est pourquoi ils doivent se fixer des objectifs clairs par rapport aux raisons menant à l'implantation d'une telle technologie. De plus, ils doivent être suffisamment renseignés afin d'évaluer adéquatement les risques techniques et économiques liés à un tel projet. Si l'objectif d'un producteur est de produire de l'énergie tout en réglant une problématique de surplus de phosphore, la séparation de phase doit être prise en compte. Dans les scénarios étudiés, aucune séparation de phase n'a été considérée, car cette étape entraîne des coûts supplémentaires. Cet investissement pourrait être envisagé éventuellement lors de l'analyse de scénarios présentant cette problématique. En outre, l'ajout d'intrants au lisier pour les producteurs en surplus augmentera ainsi la problématique.

Beaucoup de comparaisons sont faites par rapport à l'Allemagne, ce pays offrant des tarifs de rachat significativement plus élevés. À titre de d'exemple, dans le cadre du programme allemand, en considérant tous les bonus offerts pour l'électricité produite par une génératrice (puissance inférieure à 150 kW) utilisant de l'énergie renouvelable, il est possible de percevoir jusqu'à 0,31 € /kWh (0,49 \$ CA/kWh, août 2009) (Köttner, 2008, cité par Agrihebd, 2009), ce qui est largement supérieur au tarif de rachat au Québec.

Les conditions actuelles du prix de l'énergie font en sorte que l'implantation de systèmes de méthanisation sur les fermes porcines au Québec soit difficilement rentable pour le moment. Par contre, si les incitatifs financiers sur le rachat de l'énergie étaient semblables à ceux de l'Allemagne, les projets pourraient être rentables. D'où l'importance de bien connaître les différents paramètres qui prévalent entre les pays lorsque vient le temps de faire des comparaisons au sujet de la viabilité de ce type de procédé entre eux.

## 7 Avis d'experts

Tout d'abord, il est primordial de s'assurer que la fonctionnalité du système de méthanisation réponde adéquatement aux objectifs technico-économiques fixés par le producteur et que ce dernier soit aux faits du fonctionnement de ce type de système.

Il est nécessaire de bien évaluer la quantité de biogaz produit en fonction des intrants utilisés. Au besoin, il serait important de réaliser des essais en laboratoires au stade d'avant-projet afin de mesurer le plus précisément possible le potentiel méthanogène du ou des mélanges ciblés, de déterminer les conditions adéquates d'opération du procédé de digestion et de s'assurer que les intrants n'aient pas des effets toxiques. Il est de mise d'utiliser des intrants les plus méthanogènes possibles, car le lisier seul est très peu méthanogène. En fait, le lisier est intéressant car il permet de diluer les autres intrants et de fournir une flore bactérienne utile pour le processus de digestion anaérobie et de par son pouvoir tampon, de s'opposer aux variations de pH.

Les critères entourant la formulation des mélanges devront être mieux déterminés. En particulier, tel que mentionné dans le présent rapport, la siccité du mélange ainsi que la concentration en azote ammoniacal sont deux paramètres qui peuvent être limitatifs; l'ajout d'eau de dilution peut être nécessaire pour respecter ces critères (l'eau de dilution n'a pas besoin d'être propre : des eaux usées, des eaux de surface ou des eaux de procédé, si disponibles, feront l'affaire en autant qu'elles ne soient pas toxiques). En cas de siccité excessive, les allemands font une séparation de phases du digestat (vis compacteuse ou simple décantation gravitaire) et font recirculer une partie de la fraction liquide.

En outre, la constance et la qualité d'approvisionnement en intrants doivent être considérées. Par exemple, bien que les résidus municipaux représentent un potentiel pour la méthanisation, plusieurs d'entre eux sont saisonniers et présentent des problèmes de qualité (présence de sac de plastiques et autres résidus non désirables). Idéalement, il est de mise de conserver les recettes connues, car la performance des processus de méthanisation est sensible, même à de petits changements.

Les redevances d'entrée de certains intrants sont fort intéressantes, permettant ainsi de favoriser la viabilité d'un projet de méthanisation. Il est donc intéressant d'inclure dans le mélange des intrants à fort potentiel méthanogène rapportant un revenu annuel (redevances) pour l'entreprise sur une période la plus longue possible.

L'analyse indique que ce sont surtout les résidus organiques d'origines animales et végétales faiblement contaminés qui présentent le plus d'intérêt pour la codigestion à la ferme. Ils sont produits par l'industrie de transformation agroalimentaire et le commerce de distribution alimentaire. D'une part, ces matières offrent le plus fort potentiel d'augmentation de la production de méthane du lisier. D'autre part, certains résidus sont déjà séparés à la source et sont disponibles dans la mesure où ils présentent moins de valeur pour d'autres filières de valorisation (compostage, biodiésel, alimentation animale, épandage agricole). Ils sont récupérés sous forme semi-liquide, contiennent des graisses animales et végétales et d'autres résidus d'aliments. Ils constituent une matière fermentescible à valeur énergétique intéressante, mais non optimale pour la production de biocarburants. Difficiles à gérer par compostage, ces résidus pourraient générer des revenus contribuant à la rentabilisation d'une filière de codigestion (possiblement plus de 50 \$/tonne, mais difficiles à établir dans le contexte de marchés actuels peu développés).

En tenant compte des risques techniques et financiers de tels projets, le bénéfice net annuel doit en plus d'être positif permettre de rémunérer le capital investi, ce qui n'a pas été du tout pris en considération dans nos scénarios. De plus, leur financement est risqué pour les investisseurs et, dans ces cas, le taux de financement risque d'être plus élevé que ce qui a été budgété. Par contre, certains fonds d'investissement de risques sont disponibles au Québec et n'ont pas été pris en compte dans les scénarios. C'est pourquoi, l'analyse économique devra être réalisée avec les propres éléments de chaque projet.

De plus, il est important de considérer tous les coûts engendrés par un projet de méthanisation. En effet, lors de l'analyse de projets, il s'avère que plusieurs coûts importants sont actuellement omis (transport, épandage, frais d'assurance...) ou tout simplement sous-estimés. De plus, certains revenus sont encore hypothétiques (ex : crédits de gaz à effet de serre, achat d'électricité des petits producteurs par Hydro-Québec à un tarif préférentiel, etc.). Par ailleurs, les montants associés aux subventions ne sont disponibles qu'une seule fois. Ainsi, un projet qui a une rentabilité de cinq ans avec des subventions devra voir à amasser les sommes suffisantes pour le réinvestissement prévu à la fin de la vie utile des équipements, sommes qui ne pourront être, à première vue, comblées par des subventions.

Un des aspects clefs de ce type de projet est la valorisation économique des digestats et des boues. Pour un producteur en surplus ou en équilibre agronomique précaire, la méthanisation pourrait devenir impossible puisque pour être performant d'un point de vue énergétique, il est nécessaire d'ajouter des intrants. Ces intrants auront pour effet d'enrichir le digestat augmentant la problématique de surplus à la ferme ou régionalement. Ce dilemme entre l'efficacité de méthanisation et l'aspect agronomique est pour le Québec, l'un des éléments restrictifs

Également, comparé à l'Europe, un projet de méthanisation au Québec est difficilement rentable, car les coûts d'énergie sont bas et la société d'état d'électricité n'offre pas d'incitatif financier important (0,12 \$/kWh) sur l'achat de cette énergie renouvelable tel qu'offert en Allemagne (jusqu'à un maximum de 0,49 \$/kWh si tous les bonus sont considérés) ou en Ontario. Ainsi, pour assurer la rentabilité, le coût de l'énergie doit augmenter et l'usage thermique doit être favorisé, car cette avenue est la plus efficace pour l'instant. Il faut également trouver des moyens et des débouchés pour utiliser l'énergie produite 24 heures sur 24, 365 jours par année pour en retirer le maximum de revenus.

Enfin, des programmes de recherche et de développement doivent être menés et adéquatement supportés dans le but d'augmenter l'efficacité du procédé, de simplifier les procédures d'opération, de réduire significativement les coûts et de développer des débouchés innovants pour le biogaz (production de bioproduits à valeur ajoutée par exemple), notamment pour les petites entreprises agricoles et agroalimentaires.

Si le gouvernement québécois souhaite son développement, il faudra davantage d'incitation financière (subvention à l'investissement, tarif d'achat d'électricité, crédit carbone, etc.).

## Références

- Ad-Nett. [2005]. The European Anaerobic Digestion Network. [En ligne]. <http://www.adnett.org/>
- Agrihebdo. 2009. Tendances et développement en Allemagne. [En ligne]. <http://193.247.189.70/agrihebdo/journal/vtArtikel.cfm?id=28167&b1=agrocarburants&o1=&b2=&o2=&b3=&re=&ra=AM&da=&startrow=1>
- Aile, Solagro, Ademe, Trame. 2006. La méthanisation à la ferme. [En ligne]. <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=38550&p1=1&ref=12441>
- Aqua-Energie Belgium. S.d. Biométhanisation. [En ligne]. <http://www.aquaenergiebelgium.com/energrenou/bioth.html>
- Association canadienne du gaz propane. 2008. Propriété du Propane. [En ligne]. [http://www.propanegas.ca/FileArea/PGAC/Propane%20properties\\_F.pdf](http://www.propanegas.ca/FileArea/PGAC/Propane%20properties_F.pdf)
- Beauregard, S. 2008. La méthanisation du lisier de porcs dans une optique de développement durable. Les Journées agricoles et agroalimentaires Montréal-Laval-Lanaudière, 6 février, Joliette. [En ligne]. <http://www.mapaq.gouv.qc.ca/NR/rdonlyres/E3B5CBEE-829D-4352-BEC4-96C8E122497C/14401/Lamthanisationdulisierdansuneoptiquededveloppement.pdf>
- Bérubé, C. 2007. Programme d'atténuation des gaz à effet de serre. Journée sur la méthanisation des engrais de ferme, 26 janvier, Sainte-Julie. [En ligne]. [http://www.cdaq.qc.ca/content\\_Documents/PAGES\\_Méthanisation\\_Berube\\_Carl.pdf](http://www.cdaq.qc.ca/content_Documents/PAGES_Méthanisation_Berube_Carl.pdf)
- Bioprofarm. [2008]. Projet Européen : vade mecum. 37 p. [En ligne]. <http://www.bioprofarm.eu/wp-content/uploads/2008/04/vade-mecum-biomethanisation-francais.pdf> Consulté en mai 2008.
- Bio-Terre Systems inc. 2004. Traitement anaérobie à basse température du lisier de porc et valorisation énergétique du biogaz. Environnement – Innovation technologique – Agro-environnement. [En ligne]. [http://www.qc.ec.gc.ca/dpe/publication/innov\\_fiche\\_tech\\_200409a\\_fr.pdf](http://www.qc.ec.gc.ca/dpe/publication/innov_fiche_tech_200409a_fr.pdf)
- Bio-Terre Systems inc. 2010. Digestion anaérobie. [En ligne]. <http://www.bioterre.com/digestion.php>
- Boyd, V. 2006. Going big with digesters. Manure Manager, November/December : 30-33.
- Braun, R. 2009. Short Report – Status Austria – 2009. IEA Task 37. [En ligne]. [http://www.iea-biogaz.net/Dokumente/countryreports/09/austria\\_report4-09.pdf](http://www.iea-biogaz.net/Dokumente/countryreports/09/austria_report4-09.pdf)
- Brodeur, C. 2008. Biomasse agricole : biogaz et biocombustibles. Groupe AGÉCO. [En ligne]. [http://www.aqme.org/AxisDocument.aspx?id=1094&langue=fr&download=true&document=Catherine\\_Brodeur\\_\(AGECO\).pdf](http://www.aqme.org/AxisDocument.aspx?id=1094&langue=fr&download=true&document=Catherine_Brodeur_(AGECO).pdf)

- Burton, C.H. et C. Turner. 2003. Manure management : treatment strategies for sustainable agriculture. United Kingdom: Silsoe Research Institute, 451 p.
- Camirand, E. 2007. Le biogaz c'est notre affaire. Électrigaz. Journée sur la méthanisation des engrais de ferme, 26 janvier, Sainte Julie. [En ligne]. [http://www.cdaq.qc.ca/content\\_Documents/PAGES\\_Méthanisation\\_Camirand\\_Eric.pdf](http://www.cdaq.qc.ca/content_Documents/PAGES_Méthanisation_Camirand_Eric.pdf)
- Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec (CRAAQ). 2006. Porcs d'engraissement : budget. Références économiques, Agdex 440/821j.
- Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec (CRAAQ). 2008. La biométhanisation à la ferme. [En ligne]. <http://www.craaq.qc.ca/data/DOCUMENTS/EVC033.pdf>
- Chantigny, M.H., Angers, D.A., Rochette, P., Bélanger, G., Côté, D. et D. Massé. 2004. Les sous-produits liquides de traitement des lisiers : implications agronomiques et environnementales. Porc Québec, 15(4) : 32-36.
- Chen, Y., Cheng, J.J. et K.S. Creamer. 2008. Inhibition of anaerobic digestion process : a review. Bioresouce Technology, 99 : 4044-4064.
- Couturier, Ch. 2004. Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals : rapport final. Record, 259 p. [En ligne]. [http://www.record-net.org/record/etudesdownload/record02-0415\\_1A.pdf](http://www.record-net.org/record/etudesdownload/record02-0415_1A.pdf)
- Crowley, D. 2008. Scénarios de gestion des résidus de ferme incluant la digestion anaérobie pour la ferme JM Henri inc. : résultats préliminaires avec Retscreen. Québec: Agrinova, 15 p.
- DeBruyn, J. et D. Hilborn. 2004. Rudiments de la digestion anaérobie. Fiche technique 04-098, Agdex 720/400.
- DeBruyn, J. 2007. Getting the rules right : creating a framework for biogas success. Manure management : adapting & innovating for sustainability, June 25-27, Manitoba : 49-52.
- ÉcoRessources Consultants. 2008. Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier : rapport final. [En ligne]. [http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/ER\\_UPA\\_microproduction\\_19%20nov%20cdaq.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/ER_UPA_microproduction_19%20nov%20cdaq.pdf)
- Énergie Information Administration (EIA). 2008. [En ligne]. [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_d.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm). Consulté en mai 2008.
- Énergie Plus. 2000. Biogaz : caractéristiques, incitations et ressources. Dossier biogaz publié dans ENERGIE PLUS° 213 du 15 octobre 1998. [En ligne]. [http://www.energie-plus.com/news/fullstory.php/aid/92/Biogaz:\\_caract%99ristiques,\\_incitations\\_et\\_ressources\\_.html](http://www.energie-plus.com/news/fullstory.php/aid/92/Biogaz:_caract%99ristiques,_incitations_et_ressources_.html)
- Environmental Protection Agency (EPA). 2002. Managing Manure with biogas recovery systems : improved performance at competitive cost. The AgStar program. 8 p. [En ligne]. <http://www.epa.gov/agstar/pdf/manage.pdf>

- Esfahanian, V., Mozafari, D., Kamandlooie, D. et M. Rahman. 2005. Evaluation of safe H<sub>2</sub>S Content in natural gas based on equilibrium combustion model and hot corrosion. The first conference and exhibition of natural gas for vehicles, July 26-28, Malaysia.
- Féménias, A., Bouvier, M., Balny, P. et J. Jaujay. 2008. Évaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation à la ferme des effluents d'élevage. [En ligne]. [http://www.ecologie.gouv.fr/publications/IMG/pdf/Rapport\\_Methanisation\\_effluants\\_elevage.pdf](http://www.ecologie.gouv.fr/publications/IMG/pdf/Rapport_Methanisation_effluants_elevage.pdf)
- Fertior. 2005. Le traitement des fumiers, est-ce pour mon entreprise ? Outil d'aide à la décision. [En ligne]. [http://www.agrireseau.qc.ca/agroenvironnement/documents/Guide\\_traitement.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/agroenvironnement/documents/Guide_traitement.pdf)
- Financement agricole Canada. 2006. Du fumier à l'électricité. [En ligne]. [http://www.fcc-fac.ca/fr/learningcentre/journal/stories/200607-1\\_f.asp](http://www.fcc-fac.ca/fr/learningcentre/journal/stories/200607-1_f.asp)
- La Financière agricole du Québec (FAQ). 2009. Valeur des terres agricoles dans les régions du Québec. [En ligne]. [https://www.fadq.qc.ca/fileadmin/fr/cent\\_docu/docu\\_publ/etud/econ/vale\\_terr/vale\\_terre\\_2009.pdf](https://www.fadq.qc.ca/fileadmin/fr/cent_docu/docu_publ/etud/econ/vale_terr/vale_terre_2009.pdf)
- Fischer, T. 2007. Expérience allemande: politique et apprentissage technologique. Journée sur la méthanisation des engrais de ferme, 26 janvier, Sainte-Julie. [En ligne]. [http://www.cdaq.qc.ca/content\\_Documents/PAGES\\_M%C3%A9thanisation\\_Fischer\\_Torsten.pdf](http://www.cdaq.qc.ca/content_Documents/PAGES_M%C3%A9thanisation_Fischer_Torsten.pdf)
- Forcier, F., Pellerin, F. et Y. Labrecque. 2009. Analyse du potentiel de codigestion à la ferme de matières organiques provenant des secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel (ICI). Québec: SOLINOV, 37 p.
- Fourn, F. 2001. Traitement du lisier : une usine de méthanisation en 2001 dans le Finistère. Réussir Porcs, Février(69) : 62-63.
- Frederic, S. 2005. Méthanisation.Info. [En ligne]. <http://www.methanisation.info/>
- Gaz Métro. 2009. Le gaz naturel : données techniques. [En ligne]. [http://www.gazmetropolitain.com/Data/Media/1495\\_fiche%20technique%20finale.pdf](http://www.gazmetropolitain.com/Data/Media/1495_fiche%20technique%20finale.pdf)
- Gérard, C. 2006. Méthanisation : c'est parti! Réussir Porcs, novembre(132) : 23-41.
- Görish, U. et M. Helm. 2006. La production de biogas. Paris: ULMER, 120 p.
- Groupe AGÉCO. 2006. Profil de consommation d'énergie à la ferme dans six des principaux secteurs de production agricole du Québec : rapport no 1. Québec: AGÉCO, 75 p.
- Hamelin, E. 2004. Traitement des déchets organique : la méthanisation à la ferme pour demain? Porc Magazine, mai(377) : 75-77.
- Hannes, M. 2004. Are you big enough for biogas? Pig International, 34(6) : 35-36.

- Hilborn, D. 2007 Byproducts for energy on farm systems biogas for the food processing sector session. Growing the margins : energy conservation and generation for farms and food processors, April 11-14, London, Ontario. [En ligne].  
<http://www.gtmconf.ca/downloads/presentations/4C3%20-%20Don%20Hilborn.pdf>
- Hilkiah Igoni, A., Ayotamuno, M.J., Eze, C.L., Ogaji, S.O.T. et S.D. Probert. 2008. Designs of anaerobic digesters for producing biogas from municipal solid-waste. *Applied Energy*, 85 : 430-438.
- Hydro-Québec. 2009. Appel d'offres pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse : Hydro-Québec retient huit (8) soumissions. Communiqué. [En ligne].  
[www.hydroquebec.com/4d\\_includes/surveiller/PcFR2009-191.htm](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2009-191.htm)
- Hydro-Québec. 2010. Tarif D – Tarif domestique (résidentiel et agricole). [En ligne].  
<http://www.hydroquebec.com/residentiel/tarif-residentiel.html>. Consulté en février 2010.
- Jenson, E. et L. Xiaomei. 2007. Anaerobic Digestion Technical Challenges and Economic Hurdles. *Manure management 2007 : adapting & innovating for sustainability*, June 25-27, Manitoba : 53-54.
- Khakbazan, M. 2000. Descriptive analysis of on-farm energy use in Canada : a report to natural resources Canada : Final Report. 33 p. [En ligne].  
<http://www.usask.ca/agriculture/caedac/pubs/Energy.PDF>
- Krinkels, M. 2004. Biogas production gains ground. *Manure Matters*, Summer : 14-16.
- Laflamme, C.B. 2007. Valorisation énergétique des matières résiduelles - copie externe : LTE-RT-2007-014. Rapport technique. Shawinigan (Québec): Hydro-Québec, 120 p.
- Laflamme, C.B. 2008. Utilisation de l'énergie du biogaz de ferme. Journée agricole sur le porc, 6 février, Joliette, 28 p.
- Levasseur, P. 2006. L'expérience allemande de la méthanisation à la ferme : transposition au contexte français. *Techni Porc*, 29(4) : 13-20.
- Levasseur, P. et S. Dutrémé. 2007. Hygiénisation des effluents d'élevage porcin. *Techni Porc*, 30(2) : 3-18.
- Liu, T. et S. Sung. 2002. Ammonia inhibition on thermophilic aceticlastic methanogens. *Water Science and Technology*, 45(10) : 113-120.
- Martin, D.Y. et F. Léveillé. 2008. Avantages d'un séparateur décanteur-centrifuge pour séparer les lisiers de porc. [En ligne].  
[http://www.agrireseau.qc.ca/agroenvironnement/documents/Centrif\\_FT140127-1-Fa.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/agroenvironnement/documents/Centrif_FT140127-1-Fa.pdf)
- Massé, D.I., Patni, N.K., Droste, R.L. and K.J. Kennedy. 1996. Operation strategies for psychrophilic anaerobic digestion of swine manure slurry in sequencing batch reactors. *Canadian Journal of Civil Engineering*, 23 : 1285- 1294.

- Massé, D.I., Croteau, F., Patni, N.K. et L. Masse. 2003. Methane emissions from dairy cow and swine manure slurries stored at 10degree C and 15degree C. Canadian Biosystems Engineering, 45 : 6.1-6.6.
- McKinsey Zicari, S. 2003. Removal of hydrogen sulfide from biogas using cow-manure compost. Master Thesis Cornell University. [En ligne].  
[http://www.cowpower.cornell.edu/project\\_docs/MS-Thesis-Steve-Zicari.pdf](http://www.cowpower.cornell.edu/project_docs/MS-Thesis-Steve-Zicari.pdf)
- Mignone, N.A. 2005. Biological inhibition / toxicity control in municipals anaerobic digestion facilities. [En ligne]. <http://awpca.net/Biological%20Inhibition.pdf>
- Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales (OMAFRA). 2007. Rudiments de la digestion anaérobie. Agdex 720/440. [En ligne].  
<http://www.omafr.gov.on.ca/french/engineer/facts/07-058.htm>
- Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ). 2009. Prime-Vert. Programme en vigueur à partir du 1er avril 2009. Publication no 09-0013. [En ligne].  
<http://www.mapaq.gouv.qc.ca/NR/rdonlyres/32F6530C-9A4F-4CA7-8ECC-3CF48AFEB875/0/PrimeVert.pdf>
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). 2009. Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage. [En ligne]. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/cadre-normatif.pdf>
- Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE) et Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). 2008. Marché du carbone : des possibilités de création de crédits de gaz à effet de serre : session de formation. Québec: Gouvernement du Québec.
- OECD. 1999. Denmark - Regulatory Reform in Electricity. [En ligne].  
<http://www.oecd.org/dataoecd/3/38/2497351.pdf>
- Ortenblad, H. 2000. The use of digested slurry within agriculture. [En ligne].  
<http://homepage2.nifty.com/biogas/cnt/refdoc/whrefdoc/d9manu.pdf>
- Pain, B.F., Misselbrook, T.H., Clarkson, C.R. et Y.R. Rees. 1990. Odour and ammonia emissions following the spreading of anaerobically-digested pig slurry on grassland. Biological Wastes, 34 : 259-267.
- Pelletier, F., Godbout, S., Joncas, R. et D.Y. Martin. 2001. Les séparateurs de lisier au Québec. Porc Québec, 12(1) : 60-63.
- Pelletier, F., Godbout, S., Pigeon, S. et J.Y. Drolet. 2005. Réduction des émissions de gaz à effet de serre : faisabilité de l'implantation d'une chaîne de gestion des lisiers au Québec : rapport final. Version finale. Québec: IRDA et BPR, 94 p.
- Pelletier, F. 2010. Émissions de GES – Méthodologie. Projet Biogaz CDPQ, 6 p.

- Perrault, H. 2007. Journée sur la méthanisation des engrais de ferme. Compte-rendu de la journée. [En ligne]. [http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/JourneeMethanisation\\_CompteRendu.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/JourneeMethanisation_CompteRendu.pdf)
- Porsche, G. 2007. The impact of national policies and economic frames for the development of biogas in Germany. The future of biogas in Europe – III. European Biogas Workshop, June 14-16, Denmark : 44-50.
- Renewable Energy Technologies Inc. (RENTEC). 2004. Keys to understanding anaerobics. [En ligne]. [http://www.biogas.ca/index.php?option=com\\_docman&task=docclick&Itemid=34&bid=2&limitstart=0&limit=5](http://www.biogas.ca/index.php?option=com_docman&task=docclick&Itemid=34&bid=2&limitstart=0&limit=5)
- Ressources naturelles Canada (RNC). 2010. Transport - Personnel : cotes de consommation de carburant. [En ligne]. <http://oee.nrcan.gc.ca/transports/outils/cotescarburant/cotes-recherche.cfm>. Consulté le 29 mars 2010.
- Sakulin, C. et R. Six. 2009. Promotion of biogas and its market development through local and regional partnerships. Biogas Regions - Task 2.1. Country specific conditions for the implementation of biogas technology : Comparison of remuneration. Intelligent Energy Europe, 9 p.
- Solagro, Atee, Alkaest Conseil et Iscam-production. 2004. Le Biogaz. [En ligne]. <http://www.lebiogaz.info/site/022.html>
- Solagro. 2005. La méthanisation à la ferme. [En ligne]. [http://www.solagro.org/site/im\\_user/193methaagricole.pdf](http://www.solagro.org/site/im_user/193methaagricole.pdf)
- Tchouate Héteu, P. et J. Martin. 2003. Conversion biochimique de la biomasse : aspects technologiques et environnementaux. Working paper no 3. [En ligne]. <http://sites.uclouvain.be/term/recherche/TRACTEBEL/WP3-TERM.pdf>
- Tremblay, M. 2008. Biogas on the farm : is this Quebec's future? Agriwebinar. [En ligne]. [http://www.agriwebinar.com/download/mtremblay\\_feb\\_11\\_2008.pdf](http://www.agriwebinar.com/download/mtremblay_feb_11_2008.pdf)
- U.S. Department of energy. 2008. How anaerobic digestion (Methane Recovery) works. [En ligne]. [http://www.energysavers.gov/your\\_workplace/farms\\_ranches/index.cfm/mytopic=30003](http://www.energysavers.gov/your_workplace/farms_ranches/index.cfm/mytopic=30003)
- Weiland, P. 2009. Country report Germany. IEA Task 37. [En ligne]. [http://www.iea-biogas.net/Dokumente/countryreports/09/germany\\_report4-09.pdf](http://www.iea-biogas.net/Dokumente/countryreports/09/germany_report4-09.pdf)
- Wellinger, A. 1999. Process design of agricultural digesters. Ettenhausen : Nova Energie GmbH. [En ligne]. <http://homepage2.nifty.com/biogas/cnt/refdoc/whrefdoc/d14prdgn.pdf>

# **ANNEXE 1**



# Guide de méthanisation à la ferme



## Outil d'aide à la décision

Avril 2010



## Équipe de rédaction

- Francis Pouliot, ing., M.B.A., Centre de développement du porc du Québec inc.
- Marie-Aude Ricard, ing.jr, Centre de développement du porc du Québec inc.

## Contribution spéciale

- Claude Charest, agr., Fertior – Division traitement
- Stéphane Godbout, ing., P.Eng., agr., Ph.D., Institut de recherche et de développement en agroenvironnement

## Collaborateurs

- Véronique Drolet, agr., agroéconomiste<sup>1</sup>
- Aïcha Coulibaly, M.B.A., M.Sc., économiste<sup>1</sup>
- Benoît Turgeon, agr., agroéconomiste<sup>1</sup>
- Claude B. Laflamme, ing. PhD.<sup>2</sup>
- Françoise Forcier, ing., agr., M.Ing.<sup>3</sup>
- Marie-Pier Lachance, M. Sc.<sup>1</sup>
- Frédéric Pelletier, ing., M.Sc.<sup>4</sup>
- Pascal Levasseur, ingénieur environnement<sup>5</sup>
- Stéphane Lemay, ing., P.Eng., Ph.D.<sup>4</sup>

## Mise en page et graphisme

- Marie-Hélène Lepage
- Johanne Nadeau

## Remerciements

Ce guide a été réalisé grâce à l'appui financier du Conseil pour le développement en agriculture du Québec (CDAQ) par l'intermédiaire du Programme pour l'avancement du secteur canadien de l'agriculture et de l'agroalimentaire (PASCAA) d'Agriculture et Agroalimentaire Canada ainsi que la Fédération des producteurs de porcs du Québec (FPPQ). Les auteurs tiennent à remercier l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (LTE), Fertior - Division traitement, SOLINOV inc., l'IFIP-Institut du porc (France), l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement inc. (IRDA), le ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE), DDAECE Systèmes de puissance - Division GE Jenbacher ainsi que le Centre de développement du porc du Québec inc. (CDPQ) pour avoir rendu ce projet possible.

---

<sup>1</sup> Centre de développement du porc du Québec inc.

<sup>2</sup> Hydro-Québec - Institut de recherche LTE

<sup>3</sup> SOLINOV inc.

<sup>4</sup> Institut de recherche et de développement en agroenvironnement

<sup>5</sup> IFIP-Institut du porc



## Table des matières

Présentation du guide .....	1
La production de biogaz au Canada et au Québec.....	1
La méthanisation.....	2
Les intérêts de la méthanisation.....	4
Intérêts agronomiques .....	4
Intérêts environnementaux.....	4
Intérêts économiques.....	5
Cadre économique et financier .....	6
Les investissements .....	6
Les frais opérationnels annuels .....	7
Les revenus et économies .....	7
Le délai de récupération (payback) .....	8
L'aide financière à l'investissement.....	8
La réglementation .....	9
Commentaires et avis généraux.....	9
La liste d'éléments clés.....	10
Organigramme décisionnel.....	20
Références.....	25



# Outil d'aide à la décision pour l'implantation d'un système de méthanisation à la ferme

## Présentation du guide

Ce guide vise à présenter un outil d'aide à la décision utilisé lors de l'analyse de projets de méthanisation à la ferme. Il s'adresse aux conseillers et aux producteurs afin de donner une première idée sur le potentiel de produire du biogaz à la ferme.

Il est suggéré que le lecteur prenne connaissance des différentes sections présentées dans ce document pour ensuite consulter l'organigramme de décision. Ce guide se voit complémentaire à l'organigramme, présenté à la fin de ce présent document; ce dernier a pour but d'aider le lecteur lors de la consultation du guide et son processus décisionnel. Les différents points abordés permettront au lecteur de vérifier l'intérêt d'installer un système de méthanisation sur leur ferme.

## La production de biogaz au Canada et au Québec

En 2008, le Canada comptait 16 sites de production de biogaz dont certains sont en construction (Brodeur, 2008). Ces installations se retrouvent principalement en Alberta (4), au Québec (2), en Ontario (6) et au Manitoba (4) (Brodeur, 2008). En plus de ces provinces, la Saskatchewan présente un fort potentiel de production.

Au Québec, le potentiel thermique de la filière de méthanisation s'élève à 3 846 GW<sub>th</sub>, dont 869 MW<sub>th</sub> proviennent des déchets municipaux, 671 MW<sub>th</sub> des lisiers d'élevage et 77 MW<sub>th</sub> des résidus agroalimentaires (boues d'abattoir) (Laflamme, 2007).

Actuellement, l'électricité nette<sup>1</sup> issue du biogaz agricole est utilisée sur la ferme et elle est même créditée par Hydro-Québec, et ce, sous certaines conditions. Il n'y a donc pas de vente au réseau électrique conventionnel. La récupération de la chaleur par cogénération sert à chauffer les digesteurs et à remplacer le propane utilisé à la ferme pour des fins de chauffage. Les crédits de chaleur correspondent donc à l'énergie thermique consommée à la ferme.

La production d'électricité à partir du biogaz est, pour l'instant, soumise à de nombreuses contraintes au Québec qui rendent difficiles son application de façon durable. Le développement de la production de biogaz sur les fermes porcines est confronté à plusieurs défis dont voici les principaux :

- Contraintes techniques et économiques importantes qui rendent difficile le branchement au réseau électrique;
- Le faible coût de l'électricité (0,0746 \$/kWh, février 2010) et de l'énergie au Québec;
- L'investissement important pour implanter un tel procédé à la ferme;

---

<sup>1</sup> Électricité produite par la génératrice à laquelle on retranche la consommation électrique du procédé de traitement de lisier.

- Les difficultés économiques majeures sévissant dans le marché porcin depuis les dernières années;
- La difficulté de stocker le surplus de biogaz lorsque la demande est plus faible;
- La difficulté pour les producteurs ayant un surplus important de phosphore de se mettre aux normes réglementaires en matière de phosphore avec ce type de système. En effet, la teneur de phosphore dans le digestat est au moins tout aussi élevée que celle dans le lisier avant la digestion. L'ajout d'intrants provenant de l'extérieur de la ferme ajoutera à leur surplus de phosphore;
- Pour les fermes ayant un surplus de phosphore important, l'ajout d'un système de séparation de phase (ex : décanteur centrifuge) s'avère nécessaire, entraînant ainsi une augmentation de coûts à l'investissement et à l'opération;
- Des aides financières gouvernementales à l'investissement sont disponibles. Toutefois, il n'y a aucun incitatif financier gouvernemental significatif pour la revente de l'énergie issue du biogaz vers une filière thermique ou électrique pour le moment;
- Les intrants à bon potentiel méthanogène disponibles au Québec font l'objet de concurrence avec la filière biocarburant.

## La méthanisation

La méthanisation est un processus biologique qui décompose ou dégrade la matière organique par des microorganismes dans un milieu fermé dépourvu d'oxygène (digestion anaérobie). Cette réaction entraîne la production de biogaz à partir du carbone contenu dans la matière organique. Ces bactéries anaérobies sont déjà présentes dans les déjections animales, cependant il est conseillé d'y ajouter une source de carbone comme des végétaux (exemple : résidus de culture) (Solagro, 2005). La figure 1 présente les étapes du procédé de méthanisation à la ferme.

Le biogaz généré par la méthanisation est constitué généralement de 55 à 70 % de méthane ( $\text{CH}_4$ ), de 30 à 45 % de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) (Hannes, 2004), de 2 à 7 % d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ), de 0,2 à 0,5 % de sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ), de 0,2 à 3 % d'azote ( $\text{N}_2$ ) et des traces d'autres gaz (en ppm) (Solagro, 2005). Selon Görish et Helm (2006), le biogaz serait constitué de 50 à 65 % de méthane. La quantité ainsi que la composition chimique du biogaz produit dépendent du substrat traité, de sa demande chimique en oxygène (DCO), du débit d'alimentation du digesteur (si alimentation en continu), de la qualité de l'agitation, du temps de séjour, de la température de fermentation, etc. (Tchouate Héteu et Martin, 2003).

La température agit sur la vitesse de décomposition de la matière : plus la température du biodigesteur est élevée, plus les processus biologiques de méthanisation seront rapides (Görish et Helm, 2006). Une façon courante de classer les digesteurs anaérobies est de les catégoriser selon la température de fonctionnement du système. La méthanisation peut opérer sous trois régimes de température : le système thermophile (60°C), le système mésophile (38°C) et le système psychrophile (20°C) (Solagro, 2005).

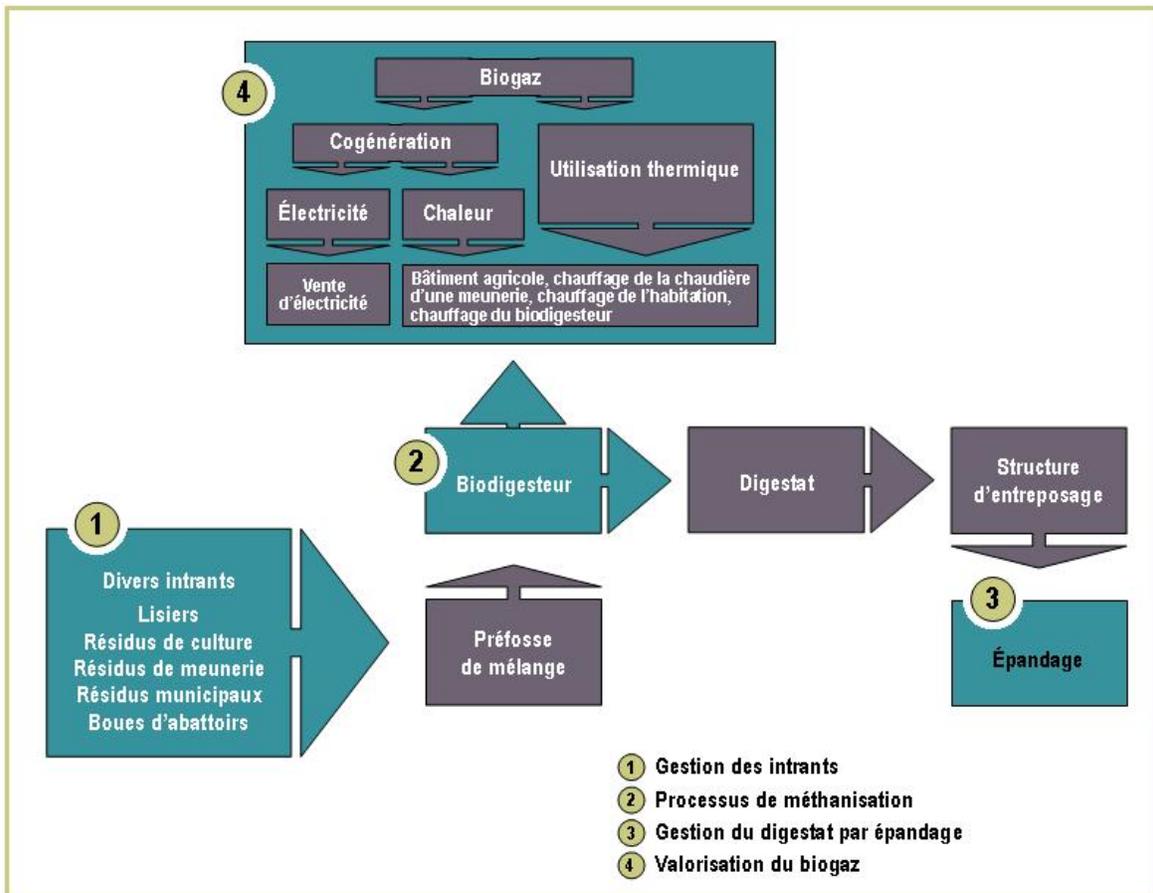
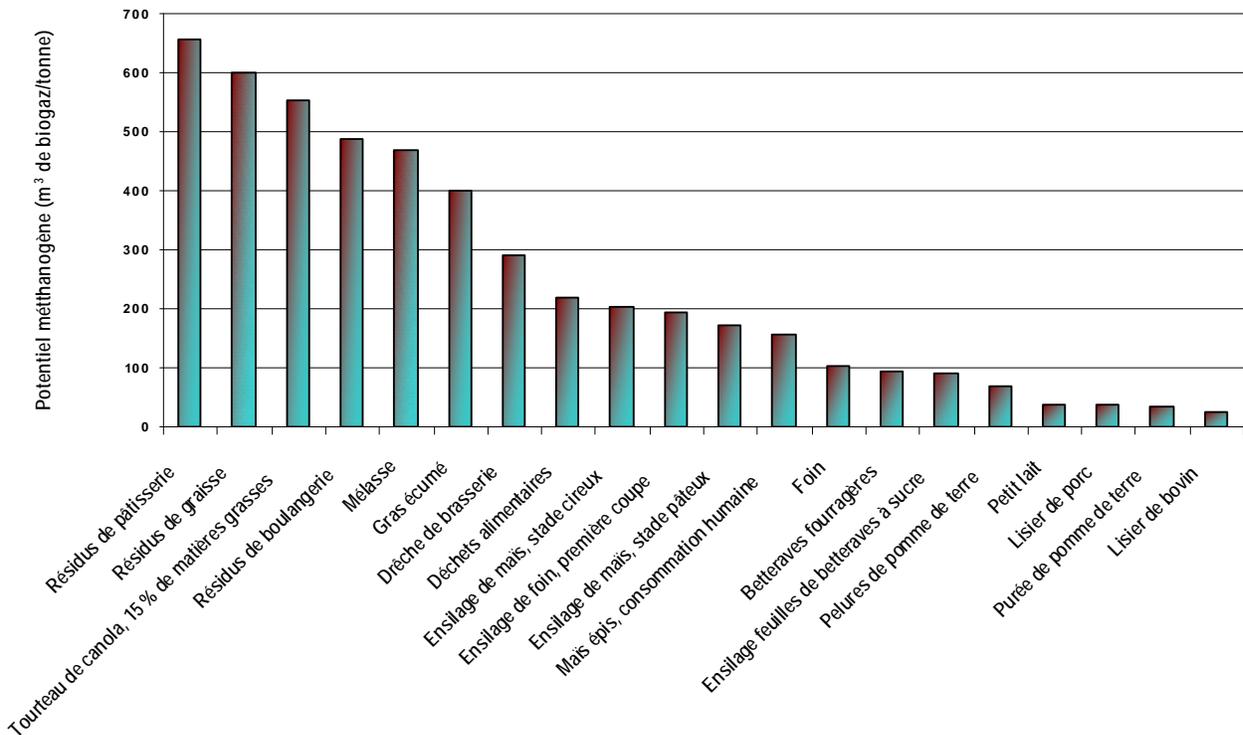


Figure 1 : Étapes d'une installation d'un système de méthanisation à la ferme (adapté de Aile et al., 2006)

L'intrant intéressant en agriculture est sans doute le lisier de porc, dont la gestion cause problème de façon générale. Par contre, tel que remarqué à la figure 2, il est l'un des intrants les moins méthanogènes. Lorsque le lisier est retrouvé en trop grande quantité, il implique une augmentation du coût d'investissement en infrastructures afin d'y loger tout ce volume de liquide. À ce lisier peuvent être ajoutés d'autres intrants tels les fumiers d'autres productions (ex : bœufs), des boues d'abattoir, des résidus de meunerie, des résidus de culture, des déchets municipaux, etc., afin d'augmenter la production de méthane. Il existe ainsi plusieurs centaines de déchets et produits organiques pouvant être méthanisés. Le lisier seul ne représente pas un bon potentiel méthanogène; toutefois, la flore bactérienne indigène le rend intéressant pour la constitution de mélanges (pouvoir tampon du lisier, intéressant pour limiter les variations de pH), avec des cosubstrats afin d'optimiser la production de biogaz et permettre une dilution des autres intrants. De plus, considérant sa teneur en eau élevée ainsi qu'un déséquilibre en nutriments (rapport P:N et rapport C/N réduit), l'emploi de cosubstrats tels les graisses permet d'optimiser la production de méthane.

En digestion anaérobie, l'objectif est d'utiliser des intrants le plus méthanogènes possible et moins volumineux possible. C'est pourquoi il est intéressant d'utiliser des cosubstrats comme les graisses afin d'augmenter le potentiel méthanogène.



Source : DeBruyn, 2008, adaptation française CDPQ.

**Figure 2 : Potentiel méthano-gène de différents intrants**

## Les intérêts de la méthanisation

### Intérêts agronomiques

À la suite de la méthanisation, les quantités en fertilisants ne sont pas modifiées, mais la forme de l'azote et du phosphore a changée (forme minérale plus assimilable par les plantes). Lors de l'ajout de cosubstrats au lisier, la charge en azote, phosphore et potassium sera augmentée.

### Intérêts environnementaux

Selon le ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario (2007), les systèmes de méthanisation utilisés dans le secteur agroalimentaire offrent le double avantage de réduire la charge pathogène et les odeurs. De plus, la méthanisation permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

### *Odeurs*

La méthanisation permet de diminuer les odeurs lors de l'épandage. Pain *et al.*, (1990) ont démontré que les émissions d'odeur du digestat sont réduites de 70 à 80 % (lors des premières six heures suivant l'application au champ) par rapport à un lisier brut.

### *Pathogènes*

Levasseur et Dutréme (2007) ont mentionné que Couturier et Galiter (2002) ont obtenu une réduction des virus jusqu'à 3 log<sub>10</sub> à une température de 35°C et un temps de rétention théorique de 14 jours. La digestion anaérobie en conditions mésophiles détruirait peu les pathogènes. Par contre, en conditions thermophiles, puisque la température est plus élevée, ces conditions éliminent plus efficacement les organismes pathogènes qu'en mésophilie et qu'en psychophilie (Burton et Turner, 2003).

### *Gaz à effet de serre*

Une analyse du cycle de vie permet de vérifier l'impact au niveau des GES entre la situation actuelle et la situation incluant un système de méthanisation à la ferme. En effet, la méthanisation permettrait de réduire globalement l'émission des GES.

### **Intérêts économiques**

Des revenus provenant de diverses sources peuvent être perçus par une unité de méthanisation : redevances d'entrée de certains intrants externes; revenus potentiels s'il y a vente de biogaz, d'électricité ou de chaleur. Des économies en chaleur et/ou remplacement de l'énergie fossile peuvent aussi être engendrées.

## Cadre économique et financier

### Les investissements

Le coût des investissements dépend de plusieurs facteurs :

- L'ampleur du projet
- La quantité et qualité du ou des intrants utilisés
- Les immobilisations pouvant être utilisées
- Les immobilisations supplémentaires à construire
- Les aides financières gouvernementales disponibles

Le tableau 1 dresse les principaux postes de dépense à considérer concernant les investissements.

**Tableau 1 Liste des investissements**

Investissements	
Frais de laboratoire pour l'analyse des intrants et la capacité méthanogène pour établir le mélange initial	
Biodigesteur et torchère	
Génératrice <sup>a</sup>	
Bâtiments et fosses supplémentaires <sup>b</sup>	
Machinerie et équipement supplémentaires <sup>c</sup>	
Coûts infrastructures si la séparation de phase est nécessaire <sup>d</sup>	
Coûts équipements si la séparation de phase est nécessaire <sup>e</sup>	
Frais professionnels pour l'étude de faisabilité	
<b>Sous-total des investissements</b>	
Frais d'ingénierie (7 % des investissements)	
<b>Sous-total incluant les frais d'ingénierie</b>	
Imprévus (10 % des investissements, incluant les frais d'ingénierie) <sup>f</sup>	
Aide financière à l'investissement (X % des investissements, incluant les frais d'ingénierie) <sup>e</sup>	
<b>Total</b>	

<sup>a</sup> S'il y a cogénération.

<sup>b</sup> Peut inclure : pré-fosses, fosses, bâtiment de service, plate-forme d'entreposage, aménagement extérieur, etc.

<sup>c</sup> Mélangeurs et pompes, conduites souterraines, dalle de béton pour le biodigesteur, tracteur supplémentaire, raccordement à la grille électrique, panneau de contrôle, assécheur, pasteurisateur, système de désulfuration, frais de raccordement au réseau de chauffage, etc.

<sup>d</sup> Peut inclure une plate-forme d'entreposage pour la fraction solide, un local pour l'unité de traitement, etc.

<sup>e</sup> Peut inclure un convoyeur, un décanteur centrifuge, une vis, etc.

<sup>f</sup> Les imprévus incluent les frais d'ingénierie, d'agronomie, de conseillers financiers, etc.

<sup>e</sup> Le pourcentage dépend de votre admissibilité aux différents volet. L'aide financière doit être soustraite afin d'obtenir le total.

## Les frais opérationnels annuels

Les frais opérationnels annuels doivent être pris en compte. Certaines dépenses (fixes ou variables) sont souvent sous-estimées ou non considérées. Le tableau 2 dresse une liste des principaux frais annuels.

**Tableau 2 Liste des frais opérationnels annuels**

Frais opérationnels annuels	
Frais de transport des intrants	
Frais d'assurances	
Frais d'épandage	
Main d'œuvre	
Taxes foncières	
Coûts d'opérations <sup>a</sup>	
Entretien des équipements mécaniques	
Frais plan agroenvironnemental de fertilisation (PAEF)	
Frais plan agroenvironnemental de valorisation (PAEV)	
<b>Total</b>	

<sup>a</sup> Les coûts d'opération comprennent les frais liés au fonctionnement des moteurs installés dans la préfosse, du mélangeur dans le biodigester, de l'assécheur et du compresseur de biogaz.

## Les revenus et économies

Les revenus apportés annuellement sont importants afin de favoriser la viabilité d'un projet de méthanisation. Ces revenus peuvent être apportés par les redevances obtenues des fournisseurs externes en intrants ou encore par la vente d'énergie (tableau 3).

**Tableau 3 Liste des revenus et économies annuels**

Revenus <sup>a</sup> et économies <sup>b</sup> annuels	
Redevances des fournisseurs externes	
Vente d'électricité <sup>c</sup>	
Vente de chaleur <sup>c</sup>	
Vente de biogaz	
Aide financière à l'investissement	
Crédits carbone	
Énergie fossile	
Frais de gestion et/ou disposition de certains intrants <sup>d</sup>	
<b>Total</b>	

<sup>a</sup> Les revenus ne sont pas nécessairement applicables dans toutes les situations.

<sup>b</sup> Les économies ne sont pas nécessairement applicables dans toutes les situations.

<sup>c</sup> S'il y a cogénération.

<sup>d</sup> Certains intrants peuvent provenir directement de la ferme ; des économies de frais de gestion et disposition peuvent être évités, car ils seront pris en charge par l'unité de méthanisation.

## Le délai de récupération (payback)

Il est possible d'estimer votre délai de récupération de vos investissements. Il suffit de dresser un budget partiel incluant les détériorations (revenus en moins et charges en plus) et les améliorations (charges en moins et revenus en plus).

Afin de simplifier votre calcul, il est possible d'obtenir une estimation du délai de récupération par l'équation suivante. Le délai obtenu ne doit pas être considéré comme un résultat final. Il s'agit d'une estimation permettant d'obtenir un ordre de grandeur quant à l'intérêt d'investir dans un tel projet.

$$\text{Délai de récupération} = \frac{\text{investissements}}{\text{revenus} - \text{charges} - (9 \% \text{ des investissements})}$$

Dans le cadre du présent projet, il a été possible d'estimer un pourcentage associé au coût de possession annuel, soit 9 %. Ce pourcentage tient compte de la moyenne des durées de vie pondérées des équipements des trois scénarios étudiés dans le cadre du projet et prend en compte les amortissements, les intérêts et les taxes.

## L'aide financière à l'investissement

En date du premier avril 2009, différentes subventions étaient disponibles pour le producteur. La première option est offerte par le programme Prime-Vert du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ).

- Le volet 6.1 du programme, soit *Technologies de gestion des surplus de matières fertilisantes*, permet à une (ou des) exploitation(s) agricole(s) aux prises avec un surplus de phosphore de bénéficier d'une aide financière de 70 % jusqu'à 300 000 \$ par entreprise.
- Le volet 6.2, intitulé *Technologies de réduction et d'évitement des émissions de GES liées à la gestion des fumiers*, permet d'ajouter 70 % jusqu'à concurrence de 100 000 \$ lorsque la technologie de traitement des lisiers réduit les GES.
- Une entreprise qui n'a pas de surplus de matière fertilisante ou qui n'est pas admissible au programme Prime-Vert peut aussi avoir accès à un crédit d'impôt remboursable par le gouvernement provincial. Ce programme permet d'aller chercher un crédit d'impôt à hauteur de 30 % jusqu'à un maximum de 200 000 \$ pour l'installation d'un système de traitement de lisier de porc.
- Pour les entreprises qui ne sont pas en surplus de phosphore ou qui n'ont pas accès au volet 6.2, le volet 12.3, soit *Remplacement de sources d'énergie par des sources d'énergie non conventionnelles et valorisation énergétique de la biomasse issue de l'exploitation agricole*, peut s'ajouter au volet traitement lorsqu'il est possible de récupérer la biomasse agricole issue du traitement. Le volet 13.3 permet une aide financière de 30 % jusqu'à 100 000 \$ par entreprise agricole.
- Le volet 13, s'intitulant *Projets d'envergure pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre*, couvre jusqu'à 25 % des coûts admissibles jusqu'à un montant maximum de 1 000 000 \$. Ce volet s'adresse particulièrement aux entreprises agricoles ou industrielles qui déposent au MAPAQ un projet de réduction de gaz à effet de serre d'envergure.

Une seconde option de subvention pourrait être applicable, soit le *Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage* du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). Pour être admissible à cette subvention, le mélange d'intrants doit contenir jusqu'à un maximum d'environ 10 % de matières organiques d'origine agricole. Le demandeur peut recevoir une aide financière équivalent à 25 % des coûts admissibles du projet. Or, si le projet bénéficie déjà d'une aide financière provenant du gouvernement du Canada ou du Québec, comme par exemple le programme Prime-Vert, le montant de l'aide financière du MDDEP auquel il aurait droit serait diminué d'un montant équivalent aux deux tiers de l'aide financière additionnelle obtenue.

Pour plus de renseignements concernant ces aides financières et les conditions d'admissibilité, veuillez consulter les organismes suivants :

- Le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ)  
<http://www.mapaq.gouv.qc.ca>
- Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP)  
<http://www.mddep.gouv.qc.ca>

## La réglementation

Pour en connaître davantage au sujet de la réglementation applicable, veuillez consulter les autorités municipales et environnementales telles :

- La municipalité concernée
- Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP)  
<http://www.mddep.gouv.qc.ca>
- Le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ)  
<http://www.mapaq.gouv.qc.ca>
- La Commission de la protection du territoire agricole (CPTAQ)  
<http://www.cptaq.gouv.qc.ca>

## Commentaires et avis généraux

Il est primordial de s'assurer que la fonctionnalité du système de méthanisation réponde adéquatement aux objectifs technico-économiques fixés par le producteur. Pour ce faire, ce dernier doit être aux faits du fonctionnement de ce type de système. Les producteurs implantant un système de méthanisation sur leurs fermes deviennent des producteurs d'énergie et doivent adapter leur entreprise en conséquence. C'est pourquoi ils doivent se fixer des objectifs clairs par rapport aux raisons menant à l'implantation d'une telle technologie. De plus, ils doivent être suffisamment renseignés afin d'évaluer adéquatement les risques techniques et économiques liés à un tel projet. Si l'objectif d'un producteur est de produire de l'énergie tout en réglant une problématique de surplus phosphore, la séparation de phase du substrat doit être prise en compte.

Il est nécessaire de bien évaluer la quantité de biogaz produit en fonction des intrants utilisés. Au besoin, il serait important de réaliser des essais en laboratoires au stade d'avant-projet afin de mesurer le plus précisément possible le potentiel méthanogène du ou des mélanges ciblés, de déterminer les conditions adéquates d'opération du procédé de digestion et de s'assurer que les intrants n'aient pas d'effets toxiques pour le mélange.

Les redevances pouvant provenir de fournisseurs externes en intrants sont fort intéressantes pour favoriser la viabilité d'un projet de méthanisation. Il est primordial d'inclure des intrants à fort potentiel méthanogène dans le mélange rapportant un revenu annuel pour l'entreprise, sur une période la plus longue possible.

Il est important de considérer tous les coûts engendrés par un projet de méthanisation. En effet, lors de l'analyse de projets, il s'avère que plusieurs coûts importants sont actuellement omis (transport, épandage, frais d'assurance...) ou tout simplement sous-estimés. De plus, certains revenus sont encore hypothétiques (ex : crédits de gaz à effet de serre, achat d'électricité par Hydro-Québec à un tarif préférentiel, etc.). Par ailleurs, les montants associés aux subventions ne sont disponibles qu'une seule fois. Ainsi, un projet qui a une rentabilité de cinq ans avec des subventions devra voir à amasser les sommes suffisantes pour le réinvestissement prévu à la fin de la vie utile des équipements, sommes qui ne pourront être, à première vue, comblées par des subventions dans le futur.

## La liste d'éléments clés

Avant de se lancer dans un tel projet, plusieurs étapes doivent être accomplies. Une liste d'éléments clés a été développée et se veut complémentaire à l'organigramme décisionnel, ce qui complète le cadre d'analyse. Celui-ci tient compte des exigences et références techniques, économiques, agronomiques et environnementales propres au secteur porcin québécois.

Le cadre d'analyse a pour but d'aider un conseiller technico-économique dans son cheminement en vue d'informer un producteur de porc intéressé à la méthanisation. Cet outil présentera toutes les étapes amenant le producteur de porc à prendre une décision en prévoyant les questionnements et besoins en information du producteur en cours de processus décisionnel.

Pour les lecteurs intéressés à se lancer dans des analyses technico-économiques, des utilitaires de calcul sont disponibles.

- Le ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE) est en voie de développer un utilitaire de calcul technico-économique. Par contre, lors de l'impression du guide, cet outil n'était pas encore disponible. Pour plus d'information concernant cet utilitaire, veuillez vous référer au ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation (MDEIE) au <http://www.mdeie.gouv.qc.ca>.
- Vous pouvez aussi consulter l'utilitaire de calcul Méthasim développé par l'IFIP-Institut du porc en France. Cet outil est disponible en ligne au <http://methasim.ifip.asso.fr>.

## Lors de la première rencontre avec le producteur

### Section A

<input checked="" type="checkbox"/>	Contexte personnel du producteur	Commentaires
<input type="checkbox"/>	Avez-vous des compétences techniques (entretien de divers équipements) pouvant vous aider à l'entretien et à l'opération d'un système de méthanisation ?	
<input type="checkbox"/>	Êtes-vous prêt à suivre des formations afin d'acquérir des compétences techniques requises pour opérer un système de méthanisation ?	
<input type="checkbox"/>	Avez-vous évalué le travail supplémentaire en termes d'opération et entretien du système ?	
<input type="checkbox"/>	Est-ce que votre entreprise a des capacités financières suffisantes ? Un projet de méthanisation à la ferme engendre un certain niveau de risque financier considérant le niveau d'investissement important.	
<input type="checkbox"/>	Connaissez-vous les différentes démarches administratives (municipalité et autorités environnementales) qui doivent être entreprises ?	

### Section B

<input checked="" type="checkbox"/>	Objectifs du producteur	Commentaires
	Votre objectif est-il de ...	
<input type="checkbox"/>	Produire de l'énergie ?	
<input type="checkbox"/>	Diminuer le coût de chauffage de vos bâtiments ?	
<input type="checkbox"/>	Diminuer le coût d'électricité ?	
<input type="checkbox"/>	D'augmenter vos revenus ?	
<input type="checkbox"/>	Diminuer les odeurs à l'épandage ?	
<input type="checkbox"/>	Régler une problématique de phosphore ?	
<input type="checkbox"/>	D'incinérer des carcasses d'animaux ?	
<input type="checkbox"/>	De réduire les impacts environnementaux de votre gestion actuelle ?	
<input type="checkbox"/>	Trouver une solution à l'augmentation du prix des engrais ?	
<input type="checkbox"/>	Trouver de nouveaux débouchés pour le lisier produit à la ferme ?	
<input type="checkbox"/>	D'améliorer la cohabitation avec le voisinage ?	
<input type="checkbox"/>	Autres	

## Section C

<input checked="" type="checkbox"/>	Explications des technologies au producteur	Commentaires
	Il est recommandé de...	
<input type="checkbox"/>	Connaître les principes de la digestion anaérobie	
<input type="checkbox"/>	Connaître le fonctionnement des différents systèmes disponibles au Québec	
<input type="checkbox"/>	Connaître les filières énergétiques possibles	
<input type="checkbox"/>	Connaître l'importance des intrants, des extrants et de leur gestion	
<input type="checkbox"/>	Avoir de l'information sur l'aide financière à l'investissement (voir section 9 du guide)	
<input type="checkbox"/>	Proposer des documents intéressants expliquant la méthanisation à la ferme	
<input type="checkbox"/>	Expliquer la situation de la méthanisation dans le monde et situer dans le contexte du Québec	

## Section D

<input checked="" type="checkbox"/>	Situation actuelle du producteur	Commentaires
<input type="checkbox"/>	Avez-vous un plan d'aménagement du site ? Le cas échéant, il serait pertinent de noter la disposition des bâtiments et des fosses afin de planifier l'emplacement optimal du site de méthanisation.	
<input type="checkbox"/>	Faites l'inventaire des bâtiments et structures d'entreposage de votre site. Ceci vous permettra de vérifier si des infrastructures existantes peuvent être utilisées afin de réduire les coûts.	
<input type="checkbox"/>	Quels sont les intrants méthanogènes disponibles à votre ferme (autre que le lisier) ?	
<input type="checkbox"/>	• Quelle est la quantité disponible annuellement ?	
<input type="checkbox"/>	• Quelles sont les caractéristiques de ces intrants ?	
<input type="checkbox"/>	Quel est votre type d'élevage ?	
<input type="checkbox"/>	• Quel est le nombre de têtes par bâtiment ?	
<input type="checkbox"/>	• Quelle est la quantité de lisier produite ? Par type d'élevage ? Par fosse ?	
<input type="checkbox"/>	• Est-ce que les analyses de lisiers sont disponibles ?	
<input type="checkbox"/>	Quelle est la disponibilité en intrants externes ?	
<input type="checkbox"/>	Quelle est la distance à parcourir des intrants externes ?	
<input type="checkbox"/>	Avez-vous un système de traitement de lisier existant à la ferme ?	

## Section D (suite)

<input checked="" type="checkbox"/> Situation actuelle du producteur	Commentaires
<input type="checkbox"/> Avez-vous un système de récupération d'énergie (échangeur de chaleur, génératrice) ?	
<input type="checkbox"/> Quel est le type de gestion du lisier (grattes, siphon, cave profonde) ?	
<input type="checkbox"/> Êtes-vous en situation de surplus de phosphore ?	
<input type="checkbox"/> Avez-vous assez de receveurs à proximité de votre ferme ?	
<input type="checkbox"/> La cohabitation avec vos voisins par rapport à la gestion de votre lisier est-elle problématique ?	
<input type="checkbox"/> Y a-t-il des risques de contamination sanitaire (exemple : le transport des intrants externes à la ferme) ?	
<input type="checkbox"/> Quel type d'énergie est utilisé pour le chauffage de vos bâtiments ?	
<input type="checkbox"/> Quelle est la quantité annuelle d'énergie utilisée pour le chauffage de vos bâtiments ?	
<input type="checkbox"/> Quel est le coût de chauffage par bâtiment ?	
<input type="checkbox"/> Quel est le coût en électricité par bâtiment ?	
<input type="checkbox"/> Quel est votre coût d'épandage annuel ?	
<input type="checkbox"/> Quel est le type et la quantité d'engrais utilisé ?	
<input type="checkbox"/> Quel est votre coût d'achat d'engrais ?	
<input type="checkbox"/> Votre situation financière générale pourrait-elle influencer votre capacité d'emprunt ?	
<input type="checkbox"/> Êtes-vous admissible aux aides financières ? (Prime-Vert, crédits d'impôts R&D, etc.)	
<input type="checkbox"/> Y a-t-il un potentiel de nouveaux débouchés pour le digestat ?	

À la suite de la première rencontre, il est important qu'il y ait concordance entre les objectifs du producteur et le système choisi.

## Lors de la seconde rencontre avec le producteur

### Section E

<input checked="" type="checkbox"/> Étude préliminaire	Commentaires	
<p>L'étude préliminaire permet de faire une étude sommaire afin de déterminer le potentiel de la méthanisation à la ferme pour un site donné. Elle tient compte de chiffres retrouvés dans la littérature et permet de faire par la suite une étude de faisabilité.</p>		
<input type="checkbox"/> Produire des schémas d'écoulement des scénarios possibles		Technique
<input type="checkbox"/> Formuler des recettes d'intrants possibles		
<input type="checkbox"/> Calculer la capacité méthanogène du mélange en fonction des intrants disponibles avec un utilitaire de calcul		
<input type="checkbox"/> Lister les équipements et infrastructures nécessaires		
<input type="checkbox"/> Déterminer l'expertise technique requise pour opérer le système		
<input type="checkbox"/> Cibler les risques techniques et technologiques		
<input type="checkbox"/> Évaluer la production de digestat		Agronomique
<input type="checkbox"/> Évaluer les caractéristiques en éléments minéraux du digestat		
<input type="checkbox"/> Déterminer le mode de valorisation du digestat		
<input type="checkbox"/> Évaluer si la séparation de phases du digestat est nécessaire		
<input type="checkbox"/> Déterminer la valorisation des fractions solide et liquide si applicable		
<input type="checkbox"/> Consulter les autorités municipales et environnementales concernées		Cadre réglementaire
<input type="checkbox"/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Municipalité</li> </ul>		
<input type="checkbox"/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CPTAQ</li> </ul>		
<input type="checkbox"/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ministères (MDDEP, MAPAQ)</li> </ul>		
<input type="checkbox"/> Est-ce que le procédé permet d'atteindre les objectifs réglementaires ?		
<input type="checkbox"/> Est-ce que le mélange devient une MRF ?		

## Section E (suite)

<input checked="" type="checkbox"/> Étude préliminaire	Commentaires
Dépenses - Déterminer les différents postes de dépenses	
<b>Frais d'investissement</b>	
<input type="checkbox"/> • Frais de laboratoire pour l'analyse des intrants	
<input type="checkbox"/> • Frais d'analyse préliminaire	
<input type="checkbox"/> • Frais d'ingénierie, administratifs et d'installation	
<input type="checkbox"/> • Biodigester, torchère, génératrice, chaudière	
<input type="checkbox"/> • Réseau de chaleur	
<input type="checkbox"/> • Préfosse pour le mélange d'intrants	
<input type="checkbox"/> • Plate-forme d'entreposage pour intrants secs	
<input type="checkbox"/> • Structures d'entreposage supplémentaires (digestat)	
<input type="checkbox"/> • Bâtiments supplémentaires	
<input type="checkbox"/> • Achat de technologie de traitement de lisier	
<input type="checkbox"/> • Remplacement de certaines pièces (chaudière, torchère)	
<input type="checkbox"/> • Autres	
<b>Valorisation du digestat</b>	
<input type="checkbox"/> • Coûts d'épandage (\$/année)	
<input type="checkbox"/> • Technologie de traitement de lisier (séparation de phase)	
<input type="checkbox"/> • Disposition de la fraction solide et de la fraction liquide (si séparation de phase) (\$/année)	
<b>Frais fixes annuels</b>	
<input type="checkbox"/> • Annuités	
<input type="checkbox"/> • Main-d'œuvre	
<input type="checkbox"/> • Taxes foncières	
<input type="checkbox"/> • Frais d'assurance	
<input type="checkbox"/> • Suivi et vérification des GES	
<input type="checkbox"/> • Frais PAEF	
<input type="checkbox"/> • Frais PAEV	

## Section E (suite)

<input checked="" type="checkbox"/> Étude préliminaire	Commentaires
<b>Frais variables annuels</b>	
<input type="checkbox"/> • Électricité	
<input type="checkbox"/> • Énergie fossile	
<input type="checkbox"/> • Frais de transport des intrants	
<input type="checkbox"/> • Coûts d'épandage du digestat	
<input type="checkbox"/> • Entretien et réparation d'équipements et de bâtiments	
<input type="checkbox"/> • Frais d'entrée au centre de compostage	
<input type="checkbox"/> • Autres	
<b>Aides financières</b>	
<input type="checkbox"/> Vérifier quelles sont les subventions applicables au projet	
<b>Revenus et économies annuels - Déterminer quels sont les revenus et économies annuels</b>	
<input type="checkbox"/> Vente d'électricité nette générée (si cogénération) (\$/année)	
<input type="checkbox"/> Vente de chaleur (si cogénération) (\$/année)	
<input type="checkbox"/> Vente de biogaz (\$/année)	
<input type="checkbox"/> Économie en énergie fossile	
<input type="checkbox"/> Crédit carbone	
<input type="checkbox"/> Augmentation de la valeur fertilisante des engrais	
<input type="checkbox"/> Économies d'engrais	
<input type="checkbox"/> Économie de frais de gestion et de disposition de certains intrants provenant de la ferme	

## Section E (suite)

<input checked="" type="checkbox"/> Étude préliminaire	Commentaires
Faire une analyse de rentabilité financière du projet	
<input type="checkbox"/> Réaliser un budget partiel	
<input type="checkbox"/> Produire un flux de trésorerie	
<input type="checkbox"/> Évaluer la rentabilité du projet en calculant la valeur actuelle nette (VAN)	
<input type="checkbox"/> Évaluer le taux de rentabilité interne (en tenant compte du taux d'actualisation)	
<input type="checkbox"/> Calculer le délai de récupération (retour sur l'investissement)	
Faire une analyse de risque	
<input type="checkbox"/> Coût d'investissement	
<input type="checkbox"/> Taux d'intérêt sur la dette	
<input type="checkbox"/> Durée de l'emprunt	
<input type="checkbox"/> Prix de l'électricité	
<input type="checkbox"/> Prix du propane	
<input type="checkbox"/> Redevances de certains intrants externes	
<input type="checkbox"/> Autres coûts opérationnels	

## Lors de la troisième rencontre avec le producteur

### Section F

<input checked="" type="checkbox"/> Étude de faisabilité	Commentaires	Aspect technique	
L'étude de faisabilité tient compte des chiffres réels de l'entreprise Reprendre les étapes de l'étude préliminaire, adapter avec les chiffres propres à l'entreprise et approfondir les aspects présentés ci-dessous			
<input type="checkbox"/> Proposition du modèle d'équipement de méthanisation requis afin de répondre aux objectifs (psychrophile, mésophile, thermophile)			
<input type="checkbox"/> Optimiser le mélange d'intrants dans le digesteur à l'aide d'un utilitaire de simulation. Des essais en laboratoire sont recommandés afin d'évaluer le potentiel méthanogène de votre mélange.			
<input type="checkbox"/> Évaluer le rendement réel de la production de biogaz			
<input type="checkbox"/> Considérer les risques de phytotoxicité du digestat lors de la valorisation			
<input type="checkbox"/> Rendement énergétique des équipements (bilan thermique)			
<input type="checkbox"/> • Type : bouilloire, génératrice, etc. (efficacité)			
<input type="checkbox"/> Climat			
<input type="checkbox"/> • Réaliser le bilan thermique et énergétique des équipements de façon précise afin de déterminer le besoin en énergie du système en biogaz et en fonction des saisons			
<input type="checkbox"/> • Besoin en énergie (thermique, électrique dans les bâtiments en fonction des saisons)			
<input type="checkbox"/> Réaliser les analyses requises pour l'implantation des infrastructures			
<input type="checkbox"/> • Analyses de la capacité portante du sol pour l'installation du biodigesteur			
<input type="checkbox"/> • Proximité des fosses			
<input type="checkbox"/> • Etc.			
<input type="checkbox"/> Finaliser les plans et devis complets et planifier l'implantation des infrastructures			

## Section F (suite)

<input checked="" type="checkbox"/>	Étude de faisabilité	Commentaires	
<input type="checkbox"/>	Déterminer les quantités et caractéristiques des extrants en fonction des mélanges retenus (biogaz et digestat) à l'aide d'un utilitaire de calculs		Aspect agronomique
<input type="checkbox"/>	Déterminer le mode de valorisation des extrants (solide et liquide)		
<input type="checkbox"/>	Déterminer les effets synergiques et antagonistes sur la performance de production de biogaz		
<input type="checkbox"/>	Déterminer l'atteinte ou non des objectifs fixés par le producteur sur le plan réglementaire		
<input type="checkbox"/>	Vérifier si l'extrant obtenu par le mélange aura des impacts sur le plan réglementaire		Aspect réglementaire
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex : exigence d'un PAEV car extrant considéré comme une MRF</li> </ul>		
<input type="checkbox"/>	Faire les demandes de permis requis		
<input type="checkbox"/>	Vérifier si les règles liées à l'obtention d'aide financière sont respectées		Aspects économiques et financiers
<input type="checkbox"/>	Faire analyse économique complète pour l'obtention du financement		
<input type="checkbox"/>	Contacteur les institutions financières		
<input type="checkbox"/>	Signer les ententes avec les fournisseurs d'intrants		

Les étapes suivantes sont importantes, mais ne seront pas détaillées.

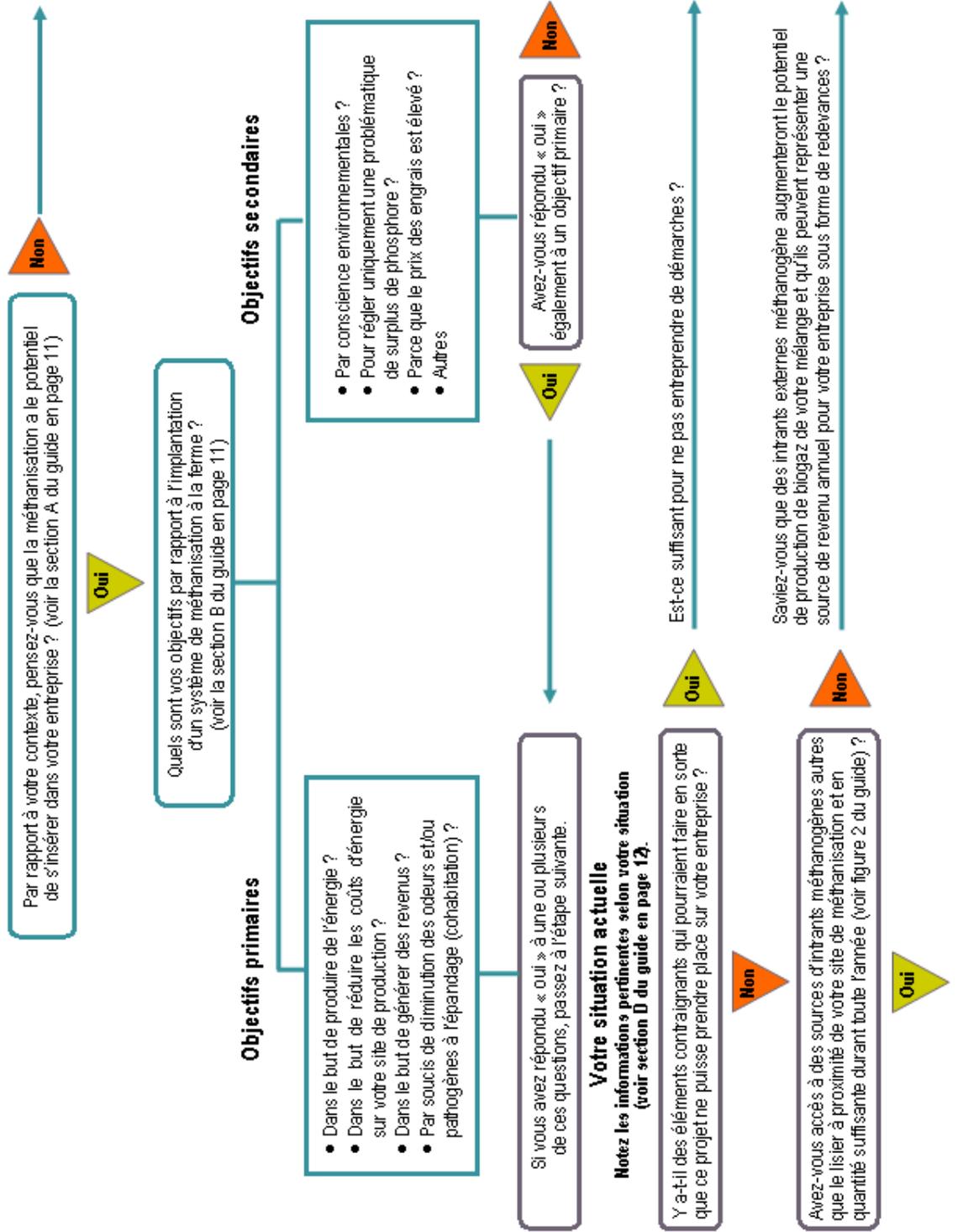
<input checked="" type="checkbox"/>	RÉALISATION ET FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME
<input type="checkbox"/>	Réalisation de l'installation
<input type="checkbox"/>	Mise en marche du système
<input type="checkbox"/>	Suivi du fonctionnement du système
<input type="checkbox"/>	Analyse de la qualité du biogaz produit

# Méthanisation à la ferme

## Organigramme décisionnel

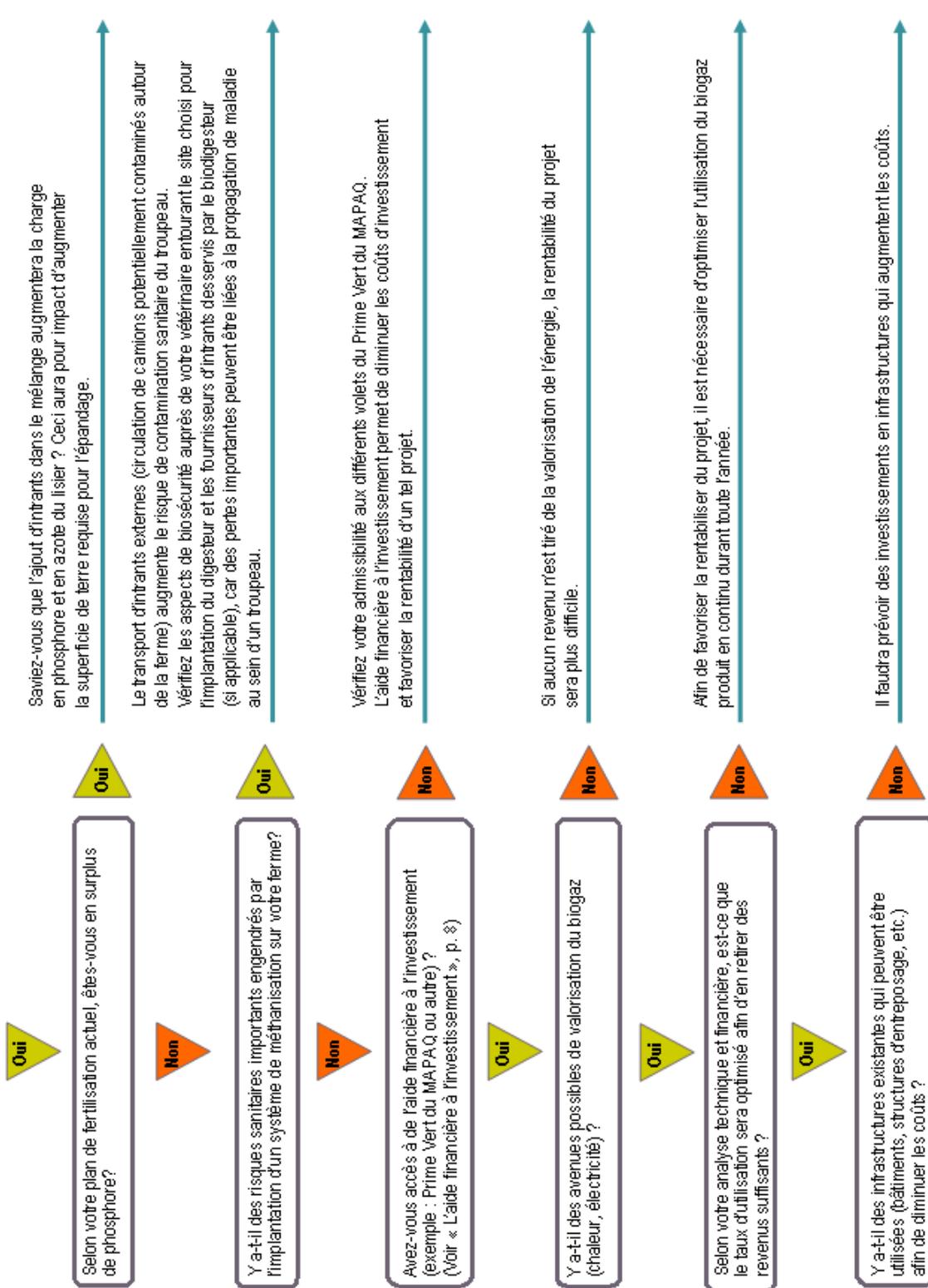
Il serait important de vous familiariser avec le processus de méthanisation ainsi que les technologies qui y sont rattachées avant d'entreprendre ce processus décisionnel (voir section 3 du guide).

### Votre contexte à la ferme



La méthanisation n'est peut-être pas pour vous, validez auprès d'un spécialiste en cas de doute.

**La méthanisation n'est peut-être pas pour vous, validez auprès d'un spécialiste en cas de doute.**

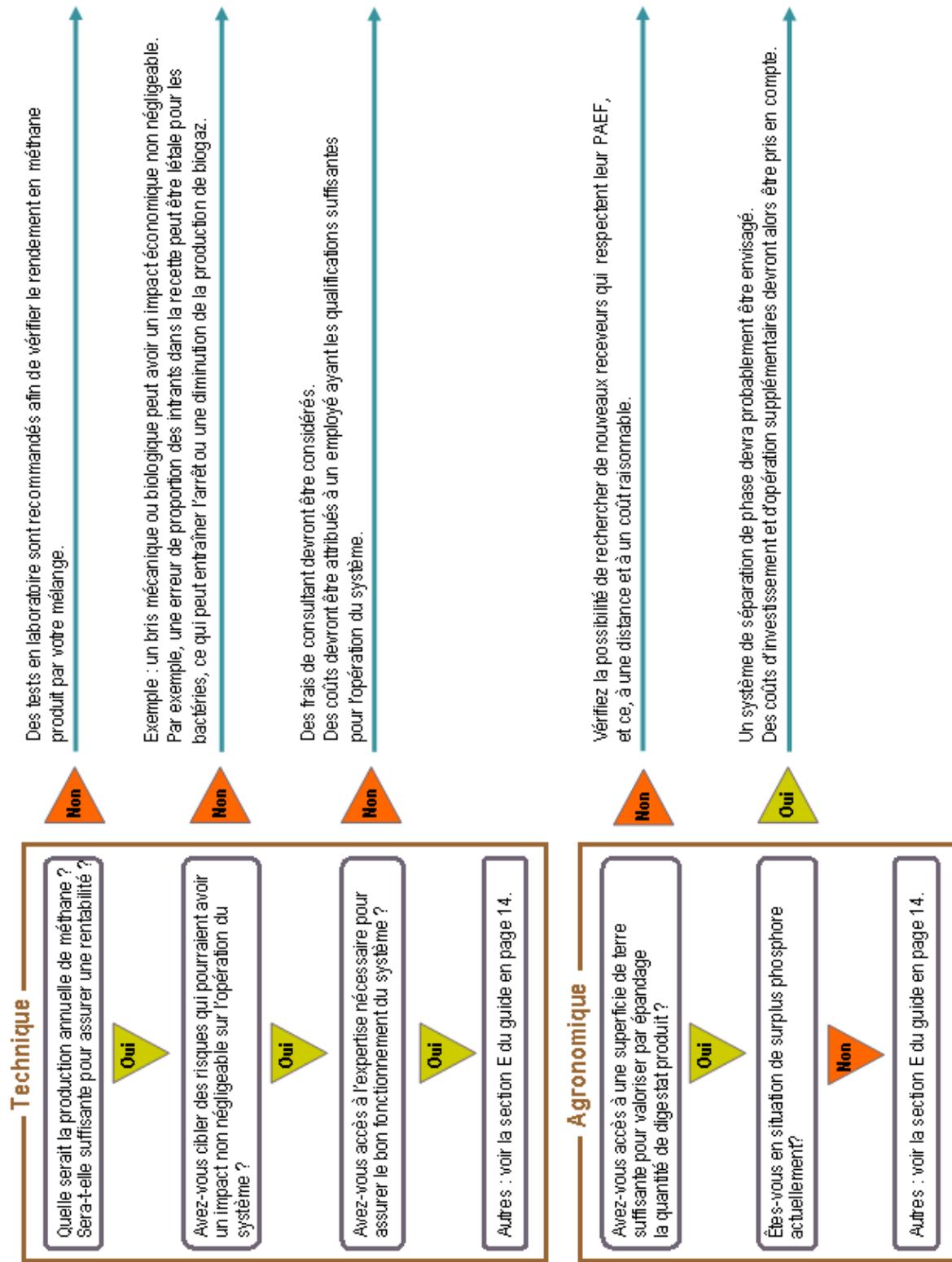


**Vous pouvez passer à la section « Étude préliminaire »**

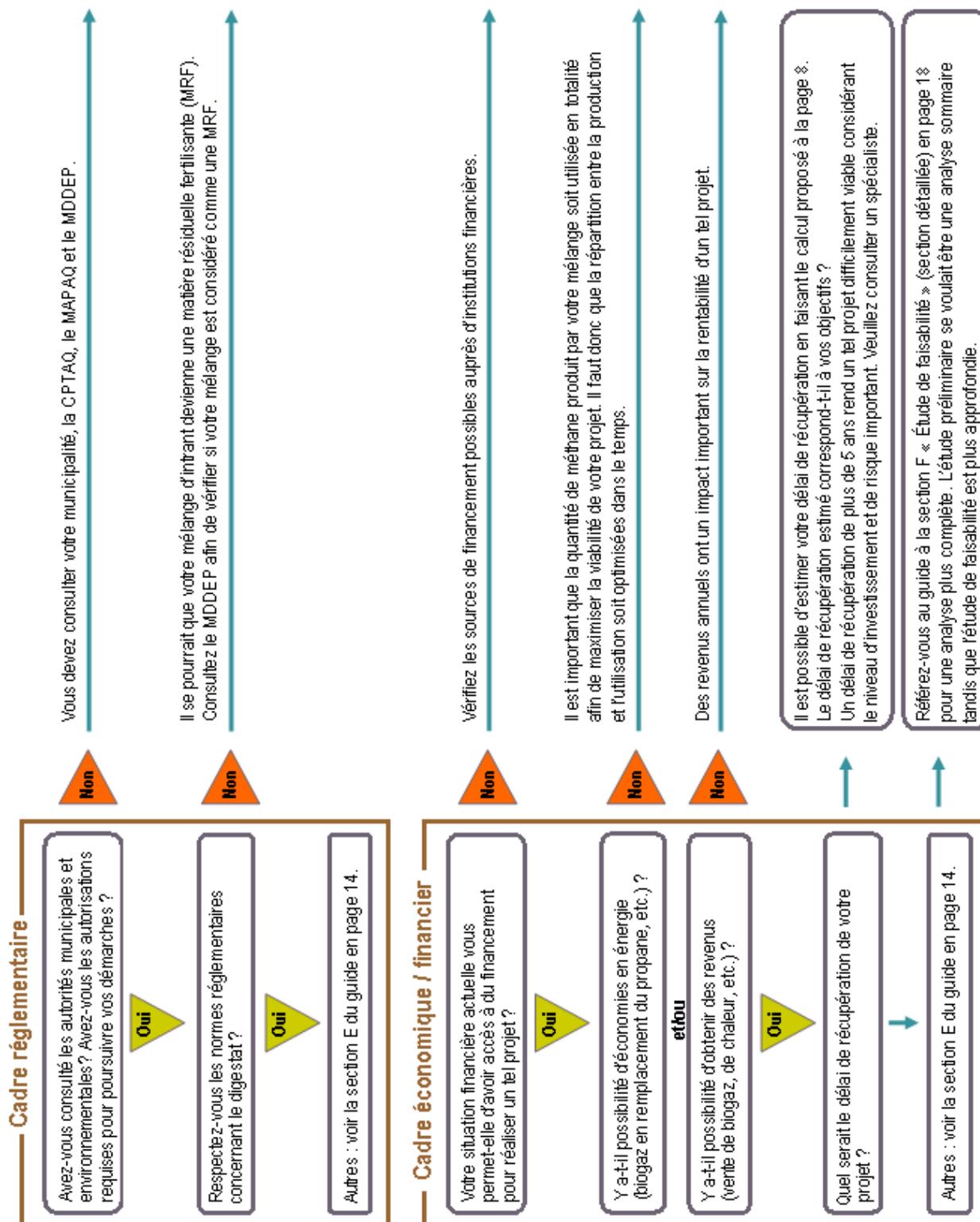
**Cet outil d'aide à la décision ne se veut pas exhaustif. Il prend en compte les principaux paramètres impliqués dans un projet de méthanisation à la ferme. Chaque cas étant unique, il est important de vous référer à un spécialiste.**

# Méthanisation à la ferme

## Organigramme décisionnel - Étude préliminaire



**La méthanisation n'est peut-être pas pour vous, validez auprès d'un spécialiste en cas de doute.**





## Références

- Aile, Solagro, Ademe, Trame. 2006. La méthanisation à la ferme. [En ligne].  
<http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=38550&p1=1&ref=12441>
- Brodeur, C. 2008. Biomasse agricole : biogaz et biocombustibles. Groupe AGÉCO. [En ligne].  
[http://www.agme.org/AxisDocument.aspx?id=1094&langue=fr&download=true&document=Catherine\\_Brodeur\\_\(AGECO\).pdf](http://www.agme.org/AxisDocument.aspx?id=1094&langue=fr&download=true&document=Catherine_Brodeur_(AGECO).pdf)
- Burton, C.H. et C. Turner. 2003. Manure management : treatment strategies for sustainable agriculture. United Kingdom: Silsoe Research Institute, 451 p.
- DeBruyn, J. 2008. Distributed electricity from agricultural and food resources in Ontario. Conference on biomass and energy for the Great Lakes Economy, June 9.
- Görish, U. et M. Helm. 2006. La production de biogas. Paris: ULMER, 120 p.
- Laflamme, C.B. 2007. Valorisation énergétique des matières résiduelles - copie externe : LTE-RT-2007-014. Rapport technique. Shawinigan (Québec): Hydro-Québec, 120 p.
- Levasseur, P. et S. Dutrémé. 2007. Hygiénisation des effluents d'élevage porcin. Techni Porc, 30(2) : 3-18.
- Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales (OMAFRA). 2007. Rudiments de la digestion anaérobie. Agdex 720/440. [En ligne].  
<http://www.omafra.gov.on.ca/french/engineer/facts/07-058.htm>
- Pain, B.F., Misselbrook, T.H., Clarkson, C.R. et Y.R. Rees. 1990. Odour and ammonia emissions following the spreading of anaerobically-digested pig slurry on grassland. Biological Wastes, 34 : 259-267.
- Solagro. 2005. La méthanisation à la ferme. [En ligne].  
[http://www.solagro.org/site/im\\_user/193methaagricole.pdf](http://www.solagro.org/site/im_user/193methaagricole.pdf)
- Tchouate Héteu, P. et J. Martin. 2003. Conversion biochimique de la biomasse : aspects technologiques et environnementaux. Working paper no 3. [En ligne].  
<http://sites.uclouvain.be/term/recherche/TRACTEBEL/WP3-TERM.pdf>



## **ANNEXE 2**



## **ANNEXE 2 Explication du schéma d'écoulement du scénario 1**

*Ce document est complémentaire au schéma d'écoulement de l'option 1. Les quantités, dimensions des structures d'entreposage et des bâtiments sont incluses dans le schéma.*

Le mélange des intrants (lisier engraissement, lisier maternité, résidus de criblure, résidus de moulée, boue d'abattoir de porc, boue d'abattoir de volaille et eau) est effectué dans la préfosse souterraine du bâtiment de service. Les boues sont directement déversées dans cette préfosse et ne sont pas entreposées.

Le mélange d'intrants est ensuite envoyé vers le bioréacteur afin de procéder à la méthanisation. Le traitement des intrants par méthanisation donne deux produits, soit le biogaz et le digestat.

Ici seront présentées les grandes étapes de l'utilisation et/ou du traitement du biogaz et du digestat.

### **Biogaz**

- Le biogaz produit est acheminé vers un système de désulfuration par conduite souterraine. Le biogaz est ensuite acheminé vers l'assécheur et le surpresseur.
- Le biogaz comprimé, exempt de vapeur d'eau et dont la concentration en H<sub>2</sub>S est diminué à un niveau acceptable pour son utilisation, est ensuite acheminé par conduite souterraine vers le site de la meunerie. Il sera utilisé par la chaudière au biogaz ou par une génératrice (cogénération) et le biogaz en surplus sera brûlé par la torchère, Il est à noter qu'une certaine quantité de biogaz sera nécessaire afin de maintenir la température du biodigesteur en conditions mésophiles (conditions climatiques propres au Québec).

### **Digestat**

- Le digestat est acheminé directement vers la fosse existante sur le site à raison de 76,1 m<sup>3</sup>/jour (une quantité de 75 m<sup>3</sup>/j a été utilisée pour fin de calculs) pour être utilisé lors de l'épandage. Pour 250 jours d'entreposage, une quantité de 18 750 m<sup>3</sup> de digestat devra être entreposé. C'est pourquoi la fosse existante de 7 047 m<sup>3</sup> est insuffisante pour entreposer ce volume.
- Deux autres fosses devront être ajoutées pour assurer l'entreposage du digestat. Les calculs de dimensionnement des fosses ont été effectués selon la littérature (Structures d'entreposage des fumiers, lisiers et purins (Conseil des productions végétales du Québec, AGDEX 710, 1992).
- Pour dimensionner les structures d'entreposage, il est nécessaire de considérer une marge de sécurité de 100 mm au fond (hauteur d'accumulation) du réservoir et une revanche de 100 mm au sommet (empêcher le débordement lors de brassages). Il faut aussi tenir compte de l'accumulation d'eau (précipitations moins évaporation) de la région, compte tenu que les fosses ne seront pas couvertes. Pour la région de Saint-Hyacinthe, il est nécessaire de considérer des précipitations annuelles totales de 1 50 mm moins 550 mm d'évaporation, ce qui fait une accumulation de 500 mm.

- La fosse actuelle de 7 047 m<sup>3</sup> peut contenir 6 036 m<sup>3</sup> de digestat, La différence entre ces deux quantités vient du fait que les marges de sécurité ainsi que l'accumulation d'eau doivent être prises en compte. Le volume de digestat pouvant être entreposé dans cette fosse résulte de la différence entre le volume de la structure moins le volume occupé par les marges de sécurité ainsi que le volume d'accumulation d'eau.
- Afin d'entreposer tout le digestat produit, des structure d'entreposage supplémentaires devront être érigées, dont une identique à celle existante.
- Avec les deux structures, il restera donc 6 677 m<sup>3</sup> de digestat à entreposer. Ce volume restant sera stocké dans une structure d'entreposage de 7 796 m<sup>3</sup>.
- Le digestat pourra par la suite être épandu au champ.

**\*Note**

Les volumes des structures d'entreposage sont approximatifs. Par conséquent, ne pas considérer ces volumes lors de la conception. Ces volumes ont été approximés selon la quantité de produit à entreposer et le temps d'entreposage. Les structures d'entreposage ont été considérées sans couverture puisque que cet ajout entraîne de grands investissements.

# **ANNEXE 3**



## **ANNEXE 3 Étude préliminaire du scénario 1**

### **1. Connaître les objectifs du producteur**

Dans ce scénario, l'objectif principal du producteur est d'obtenir une source de revenus en utilisant le biogaz produit par la chaudière de la meunerie,

### **2. Expliquer les technologies au producteur**

Les principes de base ont préalablement été expliqués au producteur, entre autres :

- Les conditions d'opération des biodigesteurs
  - Psychrophile
  - Mésophile
  - Thermophile
- Les modes d'alimentation des biodigesteurs
  - Batch
  - Continu
  - Semi-continu
- Les technologies disponibles
- Les particularités au Québec par rapport à l'Europe (climat, coût de l'électricité, etc.)
- Les intrants et les extrants
- Les modes de valorisation de l'énergie selon le cas par rapport à la périodicité des besoins
- Les impacts du traitement par méthanisation sur les odeurs
- Les impacts sur la concentration et volume du phosphore
- La réduction des pathogènes
- Le potentiel de revenus et les coûts évités

### **3. Situation actuelle du producteur**

- Le producteur est-il en situation de surplus de phosphore?
- Quels sont les coûts associés à la valorisation du lisier?
- Quels sont les coûts énergétiques actuels?
- Y a-t-il un problème de cohabitation?
  - Distance avec les voisins
  - Nombre de voisins
- Y a-t-il une problématique de receveurs (distance et besoins des receveurs)?
- Quelle est la méthode d'évacuation et d'entreposage des lisiers?
- Quelle est la disponibilité en intrants méthanogènes?
- Quelle est sa capacité d'emprunt ou de paiement?
- Quelle est la disponibilité en subventions?
- Quel est le risque?
- Y a-t-il une relève possible pour l'entreprise (âge du producteur)?
- Quelle serait la valeur de revente?

#### 4. Analyse technico-économique de base

Cette étape permet de faire un survol des différents postes de dépenses et revenus pouvant être retrouvés dans le scénario analysé.

<b>Investissement</b>	<b>\$</b>
Frais d'analyse	
<i>Préfosses et fosses</i>	
Biodigesteur (incluant torchère)	
<i>Bâtiments additionnels</i>	
<i>Machineries et équipements</i>	
	<b>Sous-total</b>
Imprévus <sup>a</sup>	
Frais ingénierie (7 % immobilisations)	
	<b>Total</b>
Frais opérationnels	
Frais d'assurances <sup>b</sup>	
Frais d'épandage <sup>c</sup>	
Coût d'opération biodigesteur et autres	
Taxes foncières <sup>d</sup>	
Main-d'œuvre	
Entretien <sup>e</sup>	
PAEV	
	<b>Total</b>
<hr/>	
<b>Subvention</b>	
Subvention : X % jusqu'à concurrence de Y \$	
<b>Revenus</b>	
Vente de méthane	
Redevances de matières organiques	
	<b>Sous-total</b>

<sup>a</sup> Les imprévus représentent 10 % des investissements incluant les frais d'ingénierie

<sup>b</sup> Taux 10 \$ pour 1 000 \$

<sup>c</sup> 5,20 \$ / tonne (FPPQ)

<sup>d</sup> CRAAQ 2009 et AGÉCO 2009

<sup>e</sup> 1,4 % pour les bâtiments et fosses et 4 % pour les équipements et les machineries (CRAAQ, 2006)

L'étude préliminaire aura permis de :

- Comparer les coûts engendrés par un projet de méthanisation par rapport aux coûts actuels défrayés par le producteur (chiffres et calculs);
- Voir l'impact d'un tel projet sur le travail actuel ainsi que la complexité (discussion avec le producteur);
- Calculer un délai de récupération approximatif;
- Répondre aux objectifs principaux du producteur (discussion avec le producteur).

De plus, à la suite de l'étude préliminaire, le producteur aura acquis une connaissance des technologies de base. S'il décide d'entreprendre des démarches, il restera à vérifier le degré de fiabilité de la compagnie.



# **ANNEXE 4**



## ANNEXE 4 Étude détaillée du scénario 1

<b>Investissement</b>	<b>\$</b>
Frais d'analyse des intrants	
Frais d'analyse préliminaire du projet	
<b>Sous-total</b>	
<b>Préfosses et fosses</b>	
Préfosse de mélange	
Fosse (7047 mètre cubes), sans toiture	
Fosse (7796 mètre cubes), sans toiture	
<b>Sous-total</b>	
<b>Biodigesteur</b>	
Biodigesteur (incluant torchère)	
<b>Sous-total</b>	
<b>Bâtiments additionnels</b>	
Bâtiment en dôme	
Bâtiment de service	
Dalle béton pour biodigesteur	
<b>Sous-total</b>	
<b>Machineries et équipements</b>	
Mélangeur et pompe	
Conduite souterraine-Biogaz (3.5 km)	
Tracteur à chargement frontal neuf	
Raccordement à grille électrique (sur 1.2 km)	
Panneaux de contrôle et électriques	
Aménagement extérieur et voies d'accès	
Retrofit Chaudière pour 1 chaudière	
<b>Sous-total</b>	
<b>Options</b>	
Assècheur de biogaz et surpresseur	
Système de désulfuration	
Système de pasteurisation des déchets	
<b>Sous-total</b>	
<b>Sous-total</b>	
Imprévus (10 % immobilisations)	
Frais ingénierie (7 % immobilisations)	
<b>Sous-total</b>	
<b>Total</b>	

<b>Frais opérationnels</b>	<b>\$</b>
<b><i>Frais d'assurances</i></b>	
<b>Frais d'épandage</b>	
-Quantité à épandre	
-Coût d'épandage (\$/m <sup>3</sup> )	
<b>Sous-total</b>	
<b><i>Coût d'opérations</i></b>	
<b>Moteurs préfosse du biodigesteur</b>	
Coût d'opérations/jour	
Coût annuel	
<b>Moteur mélangeur biodigesteur</b>	
Coût d'opérations/jour	
Coût annuel	
<b>Moteur assécheur</b>	
Coût d'opérations/jour	
Coût annuel	
<b>Moteur compresseur de biogaz</b>	
Coût d'opérations/jour	
Coût annuel	
<b>Sous-total</b>	
<b><i>Taxes foncières</i></b>	
<b><i>Main-d'œuvre</i></b>	
<b><i>Entretien</i></b>	
Entretien bâtiments et fosses	
Entretien machinerie et équipement	
<b>Sous-total</b>	
<b>Frais Plan agroenvironnemental de valorisation</b>	
C.A.	
Surveillance	
<b>Sous-total</b>	
<b>Total</b>	

---

**Subventions**

---

**\$**

---

Subvention à 25% de la valeur des coûts d'investissement  
jusqu'à 1 million)

**Revenus**

Vente de méthane

Redevances des boues d'abattoirs

---

**Sous-total**

---



# **ANNEXE 5**



## **ANNEXE 5 Analyse du cycle de vie par rapport aux émissions de gaz à effet de serre**

---

Projet :	Biogaz CDPQ	Nom :	Frédéric Pelletier
Projet # :	100029	Date :	11 janvier 2010
Titre	Émissions de GES - Méthodologie	Modif. :	12 janvier 2010

---

### **1. Matériel et méthodes**

#### **1.1 Description des scénarios**

Dans le cadre de l'évaluation, deux scénarios ont été retenus pour l'évaluation des gaz à effet de serre, soit un scénario de référence et un scénario avec digestion anaérobie (plus précisément le scénario 1).

Le scénario de référence représentait la situation actuelle. Dans ce scénario, les lisiers produits sur les deux fermes étaient gérés sous forme liquide, entreposés dans une fosse extérieure et épandus sur les terres à proximité de la ferme (dans un rayon de moins de 5 km). Les résidus organiques provenant de trois centres de découpes ainsi que les résidus de grains et de moulée étaient transportés vers un site d'enfouissement.

Dans le scénario avec digestion anaérobie, les lisiers provenant des deux fermes, les résidus organiques des centres de découpes, les résidus de grains et résidus de moulée étaient acheminés au digesteur anaérobie. Le biogaz issu de la digestion anaérobie était utilisé pour produire de la chaleur. Cette chaleur devrait être utilisée à la meunerie.

#### **1.2 Méthodologie d'inventaire des émissions**

##### **1.2.1 Méthodologie d'analyse et d'évaluation des gaz à effet de serre**

Les impacts environnementaux des deux scénarios ont été évalués suivant la méthodologie de l'analyse du cycle de vie présenté dans le standard ISO 14044 (ISO 14044, 2006) et suivant les spécifications présentées dans le standard ISO 14064-1 (ISO 14064-1, 2006) sur l'évaluation des projets de réductions des gaz à effet de serre.

Les gaz à effet de serre faisant partie de l'analyse étaient le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O). Les émissions des trois gaz ont été converties en d'équivalent CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>e) en suivant le concept de potentiel de réchauffement climatique sur une période de 100 ans. Ce concept permet de convertir les différents gaz en une seule et unique équivalence, soit que 1 kg de CO<sub>2</sub> = 1 kg de CO<sub>2</sub>e, que 1 kg de CH<sub>4</sub> = 21 kg de CO<sub>2</sub>e et que 1 kg de N<sub>2</sub>O = 310 kg de CO<sub>2</sub>e.

### **1.2.2 Frontières du système**

Dans le scénario de référence, l'évaluation des émissions reliées aux activités agricoles a été limitée à la ferme (bâtiment et entreposage) et aux activités réalisées en amont de la ferme (opérations culturales). Les frontières du système pour la gestion des résidus organiques incluaient seulement les émissions associées au transport et à l'enfouissement de ces derniers. Dans le scénario avec digestion anaérobie, les frontières étaient sensiblement les mêmes : les bâtiments de ferme, le transport des résidus, l'épandage du lisier à la suite de la digestion anaérobie et les opérations culturales.

### **1.2.3 Unité fonctionnelle**

L'unité fonctionnelle permet d'exprimer les résultats de l'analyse des différents scénarios par une unité comparable pouvant impliquer différentes dimensions comme la superficie, le nombre d'année et le temps. Dans le présent cas, tous les résultats présentent le total des émissions de gaz à effet de serre en kg CO<sub>2</sub>e/année.

### **1.2.4 Facteurs d'émission**

Les émissions de gaz à effet de serre reliées aux activités agricoles ont été évaluées à partir d'un logiciel d'analyse du cycle de vie présentement en développement à l'IRDA. Les simulations réalisées à l'aide du logiciel ont permis d'estimer les émissions de gaz à effet de serre à différentes étapes de la production. Le tableau 1 présente les principaux facteurs d'émission pour le bâtiment, l'entreposage, les opérations culturales (labour, semis, épandage de lisier, d'engrais et de pesticides, récolte) et l'énergie utilisée à la ferme (propane pour le chauffage et le séchage des grains et diesel pour les tracteurs).

Les facteurs d'émission de gaz à effet de serre associés aux opérations culturales ont été obtenus par la simulation d'un plan de rotation des cultures dont un tiers de la surface était cultivée en maïs-grain, un tiers en soya et un tiers en blé. Le plan de fertilisation était basé sur le phosphore et les quantités moyennes de lisier épandu sur les terres étaient de 20 tonnes/ha.

Dans le scénario de référence, le lisier produit sur la ferme 1 (soit l'engraissement) était épandu sur 456 ha et celui produit sur la ferme 2 (soit la maternité) sur 160 ha. Dans le scénario avec digestion anaérobie, l'ajout d'eau et le mélange du lisier avec les résidus organiques augmente le volume à épandre et le nombre d'hectares de terre nécessaire passe à près de 1 400.

Les détails de la méthodologie utilisée pour obtenir les différents facteurs d'émissions sont présentés dans Pelletier *et al.* (2007).

**Tableau 1 Facteur d'émission de gaz à effet de serre relié aux activités agricoles**

<b>Poste d'émission</b>	<b>Facteurs d'émission de gaz à effet de serre</b>
Bâtiment	
Porc à l'engraissement	30 kg CO <sub>2</sub> e/porc-place
Truie et porcelets	120 kg CO <sub>2</sub> e/truie en inventaire
Entreposage	
Lisier brut	120 kg CO <sub>2</sub> e/tonne de lisier
Lisier traité	15 kg CO <sub>2</sub> e/tonne de lisier
Cultures	
Émissions directes	1 000 kg CO <sub>2</sub> e/hectare
Émissions indirectes	500 kg CO <sub>2</sub> e/hectare
Énergie	
Bâtiment (porc à l'engraissement)	7,5 kg CO <sub>2</sub> e/porc-place
Bâtiment (truie et porcelets)	37,5 kg CO <sub>2</sub> e/truie en inventaire
Entreposage	0,7 kg CO <sub>2</sub> e/tonne de lisier
Cultures	350 kg CO <sub>2</sub> e/hectare

<sup>(1)</sup> Adapté de Pelletier *et al.* (2007).

Les émissions de gaz à effet de serre associées au transport des résidus organiques provenant des centres de découpes ainsi que les résidus de grains et de moulée ont été évaluées selon les hypothèses présentées au tableau 2.

Dans le scénario de référence, les résidus étaient transportés vers un site d'enfouissement situé à 25 km de l'usine. Dans le scénario avec digestion anaérobie, les résidus organiques provenant des centres de découpes étaient transportés sur une distance de 25 km tandis que les résidus de grains et de moulée étaient transportés sur une distance de 5 km.

Les émissions de gaz à effet de serre produites par l'enfouissement des résidus ont été calculées à partir de la méthode présentée dans l'Inventaire canadien des gaz à effet de serre (Environnement Canada, 2009). Le facteur d'émission obtenu était de 48 kg CO<sub>2</sub>e/tonne de résidu en considérant qu'en moyenne au Québec, 28 % du biogaz produit par le site d'enfouissement était brûlé ou utilisé.

L'économie de gaz à effet de serre réalisée par l'utilisation du biogaz a été calculée en évaluant la quantité de propane qui serait utilisée pour produire la même quantité d'énergie.

**Tableau 2 Hypothèses pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre associées au transport**

Caractéristiques	Provenance des résidus	
	Résidus organiques (Centre de découpes-porc) Résidus de grain Résidus de moulée	Résidus organiques (Centres de découpes- volailles)
Capacité du camion <sup>(1)</sup>	16 tonnes/voyage	32,5 tonnes/voyage
Consommation en route <sup>(2)</sup>	21,8 L/100 km	32,2 L/100 km
Consommation en attente <sup>(3)</sup>	16,4 L/heure	24,2 L/heure
Temps de chargement et de déchargement	0,5 heure	0,5 heure

<sup>(1)</sup> Ministère des Transports du Québec (2008)

<sup>(2)</sup> Ressources naturelles Canada (2009)

<sup>(3)</sup> Estimé à 75 % de la consommation en route

## 2. Résultats et discussion

Les résultats d'émissions de gaz à effet de serre pour les deux scénarios sont présentés au tableau 3. Les émissions totales du scénario de référence sont de 2 762 t CO<sub>2</sub>e/année et de 2 171 t CO<sub>2</sub>e/année pour le scénario avec digestion anaérobie.

Plus de la moitié des émissions du scénario de référence (1 543 t CO<sub>2</sub>e/année) proviennent de la ferme 2 (maternité). La gestion de résidus organiques des trois centres de découpes, des résidus de grain et des résidus de moulée représente de 25 % (679 t CO<sub>2</sub>e/année) des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario de référence. Il est important de noter que si la totalité du biogaz produit par le site d'enfouissement était récupéré, le total des émissions de gaz à effet de serre du scénario de référence serait inférieur à celui du scénario avec digestion anaérobie (2 108 vs 2 171 t CO<sub>2</sub>e/année).

La digestion anaérobie permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 21 %, soit 591 t CO<sub>2</sub>e/année. La réduction est uniquement attribuable au fait que la totalité du biogaz est utilisé pour remplacer du propane. Si le biogaz n'était pas utilisé pour remplacer le propane le scénario avec digestion anaérobie présenterait une augmentation des émissions de gaz à effet de serre de 9 %, soit 243 t CO<sub>2</sub>e/année.

La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre produites dans le scénario de digestion anaérobie provient de la gestion du lisier après digestion. Le fait de mélanger le lisier à d'autres résidus et d'y ajouter de l'eau à pour conséquence d'augmenter la quantité à gérer et le nombre d'hectare de terre nécessaires pour l'épandage.

Les résultats d'émission de gaz à effet de serre peuvent être influencés par la provenance des terres. Le scénario avec digestion anaérobie nécessite environ 775 ha supplémentaires. En ajoutant ces 775 ha au scénario de référence et en simulant le même plan de rotation et le même plan de fertilisation, il faudrait y ajouter 1 434 t CO<sub>2</sub>e/année pour un total de 4 196 t CO<sub>2</sub>e/année. Dans ce cas, la réduction des émissions de gaz à effet de serre serait de 48 %. Plusieurs questions doivent cependant être répondues avant d'aller plus loin : D'où proviennent ces 775 ha? Avec quoi sont-ils présentement fertilisés? S'ils sont présentement fertilisés avec des engrais organiques où iront ces engrais lorsque les 775 ha seront fertilisés avec le lisier issu de la digestion anaérobie?

**Tableau 3 Résultats d'émissions de gaz à effet de serre pour les deux scénarios**

Poste d'émission	Scénario	Scénario avec
	de référence	digestion anaérobie
	t CO <sub>2</sub> e/année	t CO <sub>2</sub> e/année
<b>Ferme 2 (Porcherie – maternité)</b>		
Bâtiment	180	180
Entreposage	456	
Cultures – Direct	456	
Cultures – Indirect	228	
Énergie – Bâtiment	56	56
Énergie – Entreposage	6	
Énergie – Cultures	160	
<b>Sous-total Ferme 2</b>	<b>1 543</b>	<b>236</b>
<b>Ferme 1 (Porcherie – Engraissement)</b>		
Bâtiment	66	66
Entreposage	160	
Cultures – Direct	160	
Cultures – Indirect	80	
Énergie – Bâtiment	17	17
Énergie – Entreposage	2	
Énergie – Cultures	56	
<b>Sous-total Ferme 1</b>	<b>540</b>	<b>83</b>
<b>Résidus organiques (centre de découpes)</b>		
Transport	12	12
Enfouissement	332	
<b>Sous-total Résidus org. (centre de découpes)</b>	<b>344</b>	<b>12</b>
<b>Résidus organiques (centre de découpes)</b>		
Transport	2	2
Enfouissement	47	
<b>Sous-total Résidus organiques (centre de découpes)</b>	<b>49</b>	<b>2</b>
<b>Résidus organiques (centre de découpes)</b>		
Transport	9	9
Enfouissement	239	
<b>Sous-total Résidus organiques (centre de découpes)</b>	<b>248</b>	<b>9</b>
<b>Résidus de grains</b>		
Transport	1,3	0,9
Enfouissement	26	
<b>Sous-total Résidus de grains</b>	<b>27</b>	<b>0,9</b>
<b>Résidus organiques</b>		
Transport	0,5	0,4
Enfouissement	10	
<b>Sous-total Résidus de moulée</b>	<b>11</b>	<b>0,4</b>
<b>Gestion du lisier après digestion anaérobie</b>		
Entreposage		417
Cultures – Direct		1 389
Cultures – Indirect		694
Énergie – Entreposage		19
Énergie – Cultures		486
<b>Sous-total gestion du lisier après digestion</b>		<b>3 005</b>
Émissions de gaz à effet de serre évitées par le remplacement du propane par le biogaz produit		(1 177)
<b>Total des émissions de gaz à effet de serre</b>	<b>2 762</b>	<b>2 171</b>

### 3. Références

- Environnement Canada. 2009. Rapport d'inventaire national : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada de 1990 à 2007.
- ISO 14044. 2006. Management environnemental - Analyse du cycle de vie - Exigences et lignes directrices. International Standards Organisation.
- ISO 14064-1. 2006. Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organization level for the quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. International Standards Organisation.
- Ministère des Transports du Québec. 2008. Recueil des tarifs de camionnage en vrac du ministère des Transport du Québec. Volume 3. 17 pages.
- Pelletier, F., S. Godbout, S.P. Lemay, R.D. von Bernuth, S. Pigeon et J.-Y. Drolet. 2007. Evaluation of Greenhouse Gas Emissions from Five Swine Production Systems Based on Life Cycle Assessment. ASABE Paper No. 074142. St. Joseph, Mich.: ASABE. 19 pages.
- Ressources Naturelles Canada. 2009. Enquête sur les véhicules au Canada. Rapport sommaire. 55 pages.

# **ANNEXE 6**



## ANNEXE 6 Explication du schéma d'écoulement du scénario 2

*Ce document est complémentaire au schéma d'écoulement de l'option 2. Les quantités, dimensions des structures d'entreposage et des bâtiments sont incluses dans le schéma.*

Le mélange des intrants (lisier engraissement, lisier porcelet, lisier truie, litière de poulet sur paille, fumier de poulet, résidus de meunerie, résidus de culture et cadavres d'animaux) est effectué dans la préfosse souterraine du bâtiment de service. Les résidus de culture ainsi que les cadavres d'animaux ont préalablement été déchetés avant leur introduction dans la préfosse de mélange.

Le mélange d'intrants est ensuite envoyé vers le bioréacteur, par conduite souterraine, afin de procéder à la méthanisation.

Le traitement des intrants par méthanisation donne deux produits, soit le biogaz et le digestat.

Ici seront présentées les grandes étapes de l'utilisation et/ou traitement du biogaz et du digestat.

### **Biogaz**

- Le biogaz produit, à raison de 2 654 m<sup>3</sup>/j, est acheminé vers un système de désulfuration par conduite souterraine car sa concentration en H<sub>2</sub>S (sulfure d'hydrogène) est supérieure à 500 ppmv. Le biogaz est ensuite acheminé vers l'assécheur et le surpresseur.
- Lors de l'étape de purification, du garnissage s'accumule dans le biofiltre. Cette quantité de 0,195 m<sup>3</sup>/j (0,156 T/j) de garnissage sera entreposée avec le digestat. Selon Laflamme, C.B. (2009, communication personnelle), le garnissage du biofiltre est de la tourbe dont la densité s'apparente à une boue déshydratée à 30 % de siccité. Sa masse volumique est d'environ 0,80 T/m<sup>3</sup>. Il s'agit en fait d'une fraction solide pouvant contenir jusqu'à 20 % en masse de soufre élémentaire (sur une base de tourbe sèche telle que reçue). La quantité de garnissage dépend de la teneur en soufre des intrants : plus ils seront riches en soufre (qui entraînera du H<sub>2</sub>S), plus le garnissage se saturera rapidement. Cette quantité sera donc prise en compte lors des calculs de dimensionnement afin de prévoir l'entreposage de ce garnissage.
- Le biogaz comprimé, exempt de vapeur d'eau et dont la concentration en H<sub>2</sub>S est diminué à un niveau acceptable pour son utilisation, est ensuite acheminé par conduite souterraine pour être utilisé par la chaudière sur le site de la meunerie. Le biogaz en surplus sera brûlé par une torchère. Il est à noter que 590 m<sup>3</sup>/j de biogaz seront nécessaires afin de maintenir la température du biodigesteur en conditions mésophiles (conditions climatiques propres au Québec).

### **Digestat**

- Le digestat ainsi que le garnissage sont acheminés directement vers les fosses existantes sur le site à raison de 69,17 m<sup>3</sup>/jour pour être utilisé lors de l'épandage. Pour 250 jours d'entreposage, une quantité de 17 291 m<sup>3</sup> de digestat (incluant le garnissage) devra être entreposé. C'est pourquoi les fosses existantes de 3 561 m<sup>3</sup> et de 1 309 m<sup>3</sup> sont insuffisantes pour entreposer ce volume.
- Deux autres fosses devront être ajoutées pour assurer l'entreposage du digestat et du garnissage. Les calculs de dimensionnement des fosses ont été effectués selon la littérature (Structures d'entreposage des fumiers, lisiers et purins, Conseil des productions végétales du Québec, AGDEX 710, 1992).

- Pour dimensionner les structures d'entreposage, il est nécessaire de considérer une marge de sécurité de 100 mm au fond (hauteur d'accumulation) du réservoir et une revanche de 100 mm au sommet (pour empêcher le débordement lors de brassages). Il faut aussi tenir compte de l'accumulation d'eau (précipitations moins évaporation) de la région, puisque les fosses ne seront pas couvertes. Pour la région de Joliette, il est nécessaire de considérer des précipitations annuelles totales de 1 000 mm moins 512 mm d'évaporation, ce qui fait une accumulation de 488 mm.
- La première fosse actuelle de 3 561 m<sup>3</sup> peut contenir 3 059 m<sup>3</sup> de digestat et de garnissage. La différence entre ces deux quantités vient du fait que les marges de sécurité ainsi que l'accumulation d'eau doivent être prises en compte. Le volume de digestat et de garnissage pouvant être entreposé dans cette fosse résulte de la différence entre le volume de la structure moins le volume occupé par les marges de sécurité ainsi que le volume d'accumulation d'eau.
- La deuxième fosse actuelle de 1 309 m<sup>3</sup> peut contenir 1 063 m<sup>3</sup> de digestat et de garnissage, La différence entre ces deux quantités vient du fait que les marges de sécurité ainsi que l'accumulation d'eau doivent être prises en compte. Le volume de digestat et de garnissage pouvant être entreposé dans cette fosse résulte de la différence entre le volume de la structure moins le volume occupé par les marges de sécurité ainsi que le volume d'accumulation d'eau,
- Il reste donc 13 170 m<sup>3</sup> de digestat et de garnissage à entreposer dans de nouvelles structures d'entreposage.
- Afin d'entreposer tout le digestat et le garnissage produits, deux nouvelles structures d'entreposage identiques seront érigées.
- Par hypothèse, une profondeur de 4,88 m a été considérée afin de dimensionner les deux nouvelles structures d'entreposage.
- Il est nécessaire que les deux nouvelles fosses puissent contenir 6 585 m<sup>3</sup> de digestat et de garnissage chacune, en plus de considérer les marges de sécurité.
- Deux nouvelles fosses d'une capacité de 7 665 m<sup>3</sup> devront être érigées. Ce volume permet l'entreposage du digestat et du garnissage et tient compte des marges de sécurité.
- Le digestat pourra par la suite être épandu au champ.

**\*Note**

Les volumes des structures d'entreposage et leurs dimensions sont approximatifs et ne sont pas optimaux. Ne pas considérer ces volumes lors de la conception. Ces volumes ont été approximatifs selon la quantité de produit à entreposer et le temps d'entreposage. Les structures d'entreposage ont été considérées sans couverture puisque cet ajout entraîne de grands investissements.

## **ANNEXE 7 Explication du schéma d'écoulement du scénario 3**

*Ce document est complémentaire au schéma d'écoulement de l'option 3. Les quantités, dimensions des structures d'entreposage et des bâtiments sont incluses dans le schéma.*

Le mélange des intrants (lisier engraissement, lisier maternité, résidus de culture, résidus du secteur municipal et eau) est effectué dans la préfosse souterraine du bâtiment de service.

Le mélange d'intrants est ensuite envoyé vers le bioréacteur afin de procéder à la méthanisation. Le traitement des intrants par méthanisation donne deux produits, soit le biogaz et le digestat.

Ici seront présentées les grandes étapes de l'utilisation et/ou traitement du biogaz et du digestat.

### **Biogaz**

- Le biogaz produit est acheminé vers un système de désulfuration, par conduite souterraine. Le biogaz est ensuite acheminé vers l'assécheur et le surpresseur.
- Le biogaz comprimé, exempt de vapeur d'eau et dont la concentration en H<sub>2</sub>S est diminué à un niveau acceptable pour son utilisation, est ensuite acheminé par conduite souterraine vers le site de la meunerie. Il sera utilisé par la chaudière au biogaz ou par une génératrice (cogénération) et le biogaz en surplus sera brûlé par la torchère. Il est à noter qu'une certaine quantité de biogaz sera nécessaire afin de maintenir la température du biodigesteur en conditions mésophiles (conditions climatiques propres au Québec).

### **Digestat**

- Le digestat est acheminé directement vers les fosses existantes sur le site à raison de 43,25 m<sup>3</sup>/jour pour être utilisé lors de l'épandage. Pour 250 jours d'entreposage, une quantité de 10 813 m<sup>3</sup> de digestat devra être entreposé. C'est pourquoi les fosses existantes de 2 601 m<sup>3</sup> et 2 814 m<sup>3</sup> sont insuffisantes pour entreposer ce volume.
- Deux autres fosses devront être ajoutées pour assurer l'entreposage du digestat restant. Les calculs de dimensionnement des fosses ont été effectués selon la littérature (Structures d'entreposage des fumiers, lisiers et purins, Conseil des productions végétales du Québec, AGDEX 710, 1992).
- Pour dimensionner les structures d'entreposage, il est nécessaire de considérer une marge de sécurité de 100 mm au fond (hauteur d'accumulation) du réservoir et une revanche de 100 mm au sommet (empêcher le débordement lors de brassages). Il faut aussi tenir compte de l'accumulation d'eau (précipitations moins évaporation) de la région, puisque que les fosses ne seront pas couvertes. Pour la région de Saint-Isidore, il est nécessaire de considérer des précipitations annuelles totales de 1 100 mm moins 512 mm d'évaporation, ce qui fait une accumulation de 588 mm.
- Les fosses actuelles de 2 601 m<sup>3</sup> et 2 814 m<sup>3</sup> peuvent contenir 2 041 m<sup>3</sup> et 2 208 m<sup>3</sup> de digestat respectivement. La différence entre les quantités vient du fait que les marges de sécurité ainsi que l'accumulation d'eau doivent être prises en compte.

- Afin d'entreposer tout le digestat produit, deux nouvelles structures d'entreposage identiques seront érigées. Elles auront un volume de 3 915 m<sup>3</sup> et chacune pourra contenir 3 282 m<sup>3</sup> de digestat.
- Le digestat pourra par la suite être épandu au champ.

**\*Note**

Les volumes des structures d'entreposage sont approximatifs. Ne pas considérer ces volumes lors de la conception. Ces volumes ont été approximés selon la quantité de produit à entreposer et le temps d'entreposage. Les structures d'entreposage ont été considérées sans couverture puisque que cet ajout entraîne de grands investissements.

# **ANNEXE 7**



## **ANNEXE 7 Explication du schéma d'écoulement du scénario 3**

*Ce document est complémentaire au schéma d'écoulement de l'option 3. Les quantités, dimensions des structures d'entreposage et des bâtiments sont incluses dans le schéma.*

Le mélange des intrants (lisier engraissement, lisier maternité, résidus de culture, résidus du secteur municipal et eau) est effectué dans la préfosse souterraine du bâtiment de service.

Le mélange d'intrants est ensuite envoyé vers le bioréacteur afin de procéder à la méthanisation. Le traitement des intrants par méthanisation donne deux produits, soit le biogaz et le digestat.

Ici seront présentées les grandes étapes de l'utilisation et/ou traitement du biogaz et du digestat.

### **Biogaz**

- Le biogaz produit est acheminé vers un système de désulfuration, par conduite souterraine. Le biogaz est ensuite acheminé vers l'assécheur et le surpresseur.
- Le biogaz comprimé, exempt de vapeur d'eau et dont la concentration en H<sub>2</sub>S est diminué à un niveau acceptable pour son utilisation, est ensuite acheminé par conduite souterraine vers le site de la meunerie. Il sera utilisé par la chaudière au biogaz ou par une génératrice (cogénération) et le biogaz en surplus sera brûlé par la torchère. Il est à noter qu'une certaine quantité de biogaz sera nécessaire afin de maintenir la température du biodigesteur en conditions mésophiles (conditions climatiques propres au Québec).

### **Digestat**

- Le digestat est acheminé directement vers les fosses existantes sur le site à raison de 43,25 m<sup>3</sup>/jour pour être utilisé lors de l'épandage. Pour 250 jours d'entreposage, une quantité de 10 813 m<sup>3</sup> de digestat devra être entreposé. C'est pourquoi les fosses existantes de 2 601 m<sup>3</sup> et 2 814 m<sup>3</sup> sont insuffisantes pour entreposer ce volume.
- Deux autres fosses devront être ajoutées pour assurer l'entreposage du digestat restant. Les calculs de dimensionnement des fosses ont été effectués selon la littérature (Structures d'entreposage des fumiers, lisiers et purins, Conseil des productions végétales du Québec, AGDEX 710, 1992).
- Pour dimensionner les structures d'entreposage, il est nécessaire de considérer une marge de sécurité de 100 mm au fond (hauteur d'accumulation) du réservoir et une revanche de 100 mm au sommet (empêcher le débordement lors de brassages). Il faut aussi tenir compte de l'accumulation d'eau (précipitations moins évaporation) de la région, puisque que les fosses ne seront pas couvertes. Pour la région de Saint-Isidore, il est nécessaire de considérer des précipitations annuelles totales de 1 100 mm moins 512 mm d'évaporation, ce qui fait une accumulation de 588 mm.
- Les fosses actuelles de 2 601 m<sup>3</sup> et 2 814 m<sup>3</sup> peuvent contenir 2 041 m<sup>3</sup> et 2 208 m<sup>3</sup> de digestat respectivement. La différence entre les quantités vient du fait que les marges de sécurité ainsi que l'accumulation d'eau doivent être prises en compte.

- Afin d'entreposer tout le digestat produit, deux nouvelles structures d'entreposage identiques seront érigées. Elles auront un volume de 3 915 m<sup>3</sup> et chacune pourra contenir 3 282 m<sup>3</sup> de digestat.
- Le digestat pourra par la suite être épandu au champ.

**\*Note**

Les volumes des structures d'entreposage sont approximatifs. Ne pas considérer ces volumes lors de la conception. Ces volumes ont été approximés selon la quantité de produit à entreposer et le temps d'entreposage. Les structures d'entreposage ont été considérées sans couverture puisque que cet ajout entraîne de grands investissements.

# **ANNEXE 8**



RT01-25108

## Analyse du potentiel de codigestion à la ferme de matières organiques provenant des secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel (ICI)

Préparé pour le Centre de développement du porc du Québec inc.

2795, boul. Laurier, bureau 340

Québec (Québec)

G1V 4M7

Novembre 2009



## Équipe de réalisation

### ***Analyse du potentiel de codigestion à la ferme de matières organiques provenant des secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel (ICI)***

***Date : Novembre 2009***

**SOLINOV**



---

Françoise Forcier, ing., agr., M.Ing.  
Directrice de projet

France Pellerin, ing.  
Chargée de projet

Yannick Labrecque, ing. jr  
Ingénieur de projet



## Table des matières

<b>1.0</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>1</b>
<b>2.0</b>	<b>Gestion des résidus organiques municipaux et ICI.....</b>	<b>2</b>
2.1	Quantités de matières organiques au Québec .....	2
2.1.1	Production de matières résiduelles organiques au Québec .....	2
2.1.2	Quantités effectivement récupérées et disponibles.....	6
2.1.3	Distribution territoriale de la production.....	8
2.2	Caractéristiques des matières organiques .....	9
2.2.1	Qualité et caractéristiques physico-chimiques .....	9
2.2.2	Modes de récupération.....	13
<b>3.0</b>	<b>Contexte entourant la codigestion .....</b>	<b>15</b>
3.1	Aspects réglementaires .....	15
3.2	Aspects économiques et de financement.....	16
3.3	Choix des co-substrats .....	19
3.3.1	Disponibilité des matières et compétition avec les autres filières de valorisation .....	22
3.3.2	Opportunités et contraintes liées à la codigestion.....	26
<b>4.0</b>	<b>Expérience hors Québec de codigestion.....</b>	<b>28</b>
4.1	Cas de l'Ontario.....	28
4.2	Cas de l'Allemagne et de l'Autriche.....	30
4.3	Cas de la Suède .....	32
<b>5.0</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>34</b>
<b>6.0</b>	<b>Liste des références .....</b>	<b>36</b>

## Liste des tableaux

Tableau 2.1	Quantités de matières organiques générées et récupérées au Québec en 2006-2007 .....	7
Tableau 2.2	Comparaison des propriétés agronomiques des boues issues des deux principaux types de stations d'épuration des eaux usées municipales retrouvées au Québec pour la période 2000-2006. ....	11
Tableau 2.3	Caractéristiques des matières résiduelles organiques (secteur municipal et ICI).....	12
Tableau 3.1	Principaux facteurs influençant l'intérêt pour la codigestion de certains résidus organiques .....	20
Tableau 3.2	Principales caractéristiques des matières organiques d'origines municipale et ICI favorisant diverses filières de valorisation.....	23
Tableau 3.3	Résumé des opportunités et contraintes pour un projet de codigestion à la ferme .....	27
Tableau 4.1	Exemple de codigestion sur une ferme allemande.....	30
Tableau 4.2	Résumé de la digestion anaérobie sur ferme en Autriche, 2003 .....	31
Tableau 4.3	Exemple de codigestion sur une ferme suédoise.....	32
Tableau 4.4	Cas de Västerås, Suède.....	33

## Liste des figures

Figure 2.1	Composition de l'ensemble des matières résiduelles d'origine résidentielle (sans les boues).....	3
Figure 2.2	Principaux sous secteurs ICI de production de résidus organiques (alimentaires).....	4
Figure 2.3	Rendements potentiels en biogaz de certaines matières résiduelles comparativement aux lisiers de porcs et de bovins.....	9
Figure 3.1	Comparaison des teneurs en éléments fertilisants des lisiers, fumiers et boues.....	26
Figure 4.1	Procédé de digestion anaérobie à la ferme Fepro, Ontario (Photo : ORMI).....	29
Figure 4.2	Photos des installations de digestion anaérobie à la ferme Fepro, Ontario.....	29

## Liste des annexes

Annexe A	Municipalités effectuant en tout ou en partie la collecte des matières organiques alimentaires	
Annexe B	Caractéristiques physico-chimiques typiques des résidus alimentaires triés à la source (restes de table)	

## 1.0 Introduction

Depuis 2008, le Centre de développement du porc du Québec inc. (CDPQ) dirige la réalisation d'une étude sur l'intérêt technico-économique de produire du biogaz à la ferme dans un contexte québécois. Ce projet est réalisé avec la collaboration de plusieurs experts (IRDA, Fertior, IFIP, Hydro-Québec., MDEIE et SOLINOV) et le soutien de partenaires financiers (CDAQ et FPPQ).

Le projet a pour objectif général de développer et de valider un cadre d'analyse sur l'intérêt technico-économique de produire du biogaz à la ferme adapté aux conditions des producteurs porcins du Québec, tenant compte des exigences et références techniques, économiques, agronomiques et environnementales propres au secteur porcin québécois. Parmi les objectifs spécifiques, l'étude vise à recenser des solutions qui permettraient d'optimiser le fonctionnement de ces systèmes, notamment les opportunités de traitement conjoint à la ferme par biométhanisation (aussi appelé digestion anaérobie), de matières résiduelles organiques provenant de municipalités, d'industries, de commerces ou d'institutions. Le traitement conjoint par digestion anaérobie, ci-après appelé codigestion, présente des opportunités et des contraintes qu'il convient d'analyser afin de conclure sur l'intérêt de cette filière pour les producteurs agricoles québécois.

Pour cette analyse spécifique, le Centre de développement du porc du Québec inc. (CDPQ) s'est adjoint la collaboration de la firme d'experts conseils en gestion de matières résiduelles SOLINOV. Le mandat de SOLINOV consistait principalement à analyser le potentiel de codigestion à la ferme de matières organiques provenant des secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel, (ICI) conjointement avec des lisiers porcins. SOLINOV a également participé à l'élaboration, par le CDPQ et ses collaborateurs, d'un scénario de codigestion à la ferme ainsi qu'à des rencontres d'échange tenues au cours du projet.

Le rapport qui suit présente les résultats de l'analyse effectuée concernant le potentiel de codigestion de lisiers et de matières résiduelles organiques à la ferme. Sont présentées, dans l'ordre, les quantités et les principales caractéristiques des matières résiduelles organiques produites et récupérées au Québec dans les secteurs municipal, industriel, commercial et institutionnel, ainsi que les perspectives de codigestion de ces matières avec les lisiers dans le contexte actuel au Québec. Des exemples d'applications hors Québec sont ensuite présentés afin de faire ressortir les éléments favorisant et contraignant le développement de cette avenue de codigestion dans quelques juridictions ciblées où l'on observe un développement important de cette filière, soit en Ontario, en Suède, en Allemagne et en Autriche. Les principales conclusions qui se dégagent de l'analyse complètent ce rapport et résument les perspectives de développement les plus intéressantes dans le contexte québécois.

## 2.0 Gestion des résidus organiques municipaux et ICI

### 2.1 Quantités de matières organiques au Québec

#### 2.1.1 Production de matières résiduelles organiques au Québec

Les matières résiduelles (autrefois appelés déchets solides) sont habituellement regroupées en deux grandes familles définies selon leurs origines; d'une part on retrouve les matières en provenance du secteur municipal et d'autre part, celles provenant du secteur industriel, commercial et institutionnel, aussi appelé secteur ICI. Au Québec, le gouvernement encourage la mise en place de mesures de récupération et de mise en valeur des matières résiduelles produites par les secteurs municipaux et ICI afin de réduire l'élimination (enfouissement ou incinération) des déchets. Il a adopté une *Politique de gestion des matières résiduelles 1998-2008* qui propose une série d'actions en ce sens. Cette Politique ne s'applique toutefois pas à la gestion des résidus du secteur agricole.

Dans le secteur municipal, la majorité des matières résiduelles produites sont collectées de porte en porte auprès des résidences, les deux principales collectes étant celle des ordures ménagères et la collecte sélective des matières recyclables. Une troisième collecte est de plus implantée dans les municipalités, celle des matières organiques triées à la source qui donne lieu à l'appellation de collecte à trois voies. La collecte municipale est gérée soit par une municipalité ou un regroupement municipal lorsque la compétence lui est conférée par ses municipalités membres (ex : Régie intermunicipale, municipalité régionale de comté ou MRC).

L'organisation municipale qui gère les matières résiduelles effectue parfois elle-même le service de collecte et de transport des résidus produits par les résidences et certains petits commerces assimilés à des résidences privées (petits producteurs de déchets du secteur ICI). Le plus souvent, les municipalités confient les services de collecte et de transport des matières résiduelles à des entreprises privées spécialisées par le biais de contrats de gestion attribués à l'issue d'appels d'offres. Ces contrats incluent généralement la disposition des matières, le plus souvent à un lieu d'enfouissement ou d'incinération (déchets), à un centre de tri et de récupération (matières recyclables) et à un centre de compostage (matières organiques). Parfois des contrats distincts sont donnés pour le traitement, notamment dans le cas du compostage des matières organiques.

Dans le secteur des ICI, l'élément distinctif est que les matières résiduelles sont gérées par chacun des producteurs individuellement (industrie, commerce ou institution), sauf dans quelques régions du Québec où la municipalité gère l'ensemble des matières résiduelles produites sur son territoire incluant ceux des entreprises ICI (ex : Iles-de-la-Madeleine). L'autre particularité des résidus produits par les entreprises ICI est la plus grande variabilité des caractéristiques de production (distribution sur le territoire, variabilité dans le temps, caractéristiques physiques et chimiques, etc.) entre les producteurs qui vont du petit commerçant (marché d'alimentation, restaurant) au gros producteur industriel qui génère en plus des déchets solides, des résidus de procédés qui diffèrent beaucoup d'une industrie à l'autre.

## Secteur municipal

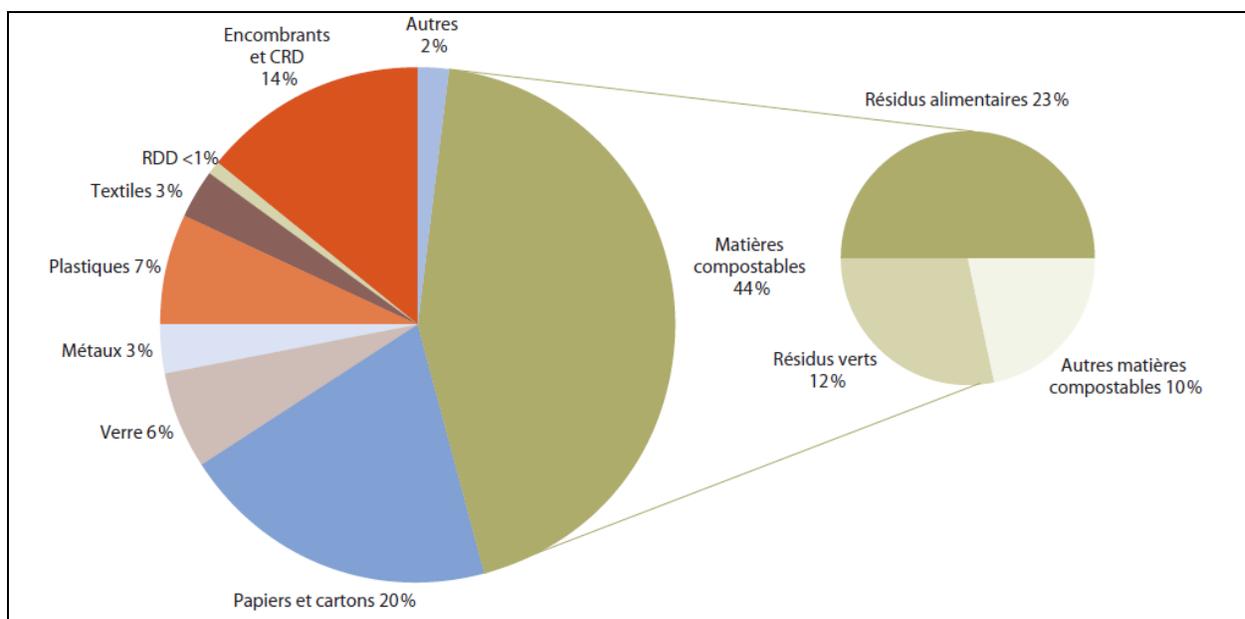
La très grande majorité des matières résiduelles produites dans le secteur municipal sont d'origine résidentielle. Les municipalités gèrent également des petites quantités de résidus provenant des travaux publics (entretien des rues, parcs et autres espaces et bureaux publics), mais la proportion est faible comparativement aux résidus résidentiels.

Au Québec, la production au niveau résidentiel est de l'ordre de 404 kg/personne/an, selon la plus récente étude de caractérisation réalisée par RECYC-QUÉBEC-Dessau-NI Environnement (2007). En 2006, près de 3 millions de tonnes de résidus d'origine résidentielle ont été générés dans la province. Ces matières résiduelles peuvent être classées en différentes catégories dont les plus importantes sont les matières organiques et les matières recyclables (papiers et cartons, plastiques, verre, métaux). Les autres matières résiduelles comprennent principalement les encombrants et les résidus de construction-rénovation-démolition (CRD), les textiles, les résidus domestiques dangereux (RDD).

Les matières organiques d'origine résidentielle sont principalement constituées de résidus verts (gazon et autres herbes, feuilles mortes et branches), de résidus alimentaires (restes de préparation et de consommation d'aliments) et d'autres matières compostables (papiers essuie-mains et autres papiers et cartons souillés, fibres sanitaires, rejets de plantes d'intérieur, etc.).

Les matières organiques comptent pour 44% des résidus résidentiels (figure 2.1) En 2006, le secteur municipal a généré approximativement 1 322 000 tonnes de matières compostables selon le Bilan 2006 de la gestion des matières résiduelles au Québec (RECYC-QUÉBEC, 2006).

Figure 2.1 Composition de l'ensemble des matières résiduelles d'origine résidentielle (sans les boues)



Source: Caractérisation des matières résiduelles du secteur résidentiel au Québec en 2006-2007, RECYC-QUÉBEC-Dessau-NI Environnement (2007).

Autres matières résiduelles produites par les municipalités : les boues municipales

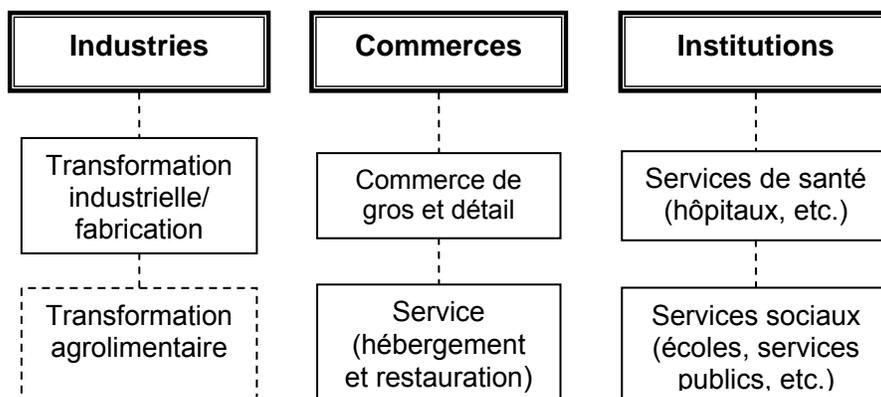
Le Québec compte plus de 700 stations d'épuration des eaux usées municipales générant environ 900 000 tonnes humides de boues annuellement. La majorité de ces boues municipales, appelées aussi biosolides municipaux, proviennent de deux types de stations d'épuration, soit les stations mécanisées et celles de type étangs. Les stations mécanisées, retrouvées généralement dans les grandes villes, sont compactes et produisent des boues déshydratées devant être continuellement évacuées. La plupart des stations mécanisées du Québec utilisent le procédé de traitement biologique par boues activées. On dénombre 84 stations mécanisées au Québec générant la majorité des biosolides municipaux générés au Québec. Les stations de type étang sont beaucoup plus nombreuses mais génèrent un plus petit volume de boues, qui sont évacuées périodiquement, soit tous les 5 à 15 ans (Perron et Hébert, 2007).

**Secteur des industries, des commerces et des institutions (ICI)**

Les principaux sous-secteurs qui produisent des matières organiques dans la catégorie des industries, commerces et institutions sont indiqués à la figure 2.2. Les quantités ainsi que les caractéristiques des résidus produits varient grandement d'un sous-secteur à l'autre. L'un des plus grands générateurs de ces sous-secteurs est celui de la transformation agroalimentaire. L'industrie de la transformation agroalimentaire constitue le deuxième secteur manufacturier au Québec avec 5,1 milliards de dollars de produit intérieur brut, représentant 34 % du PIB total de l'industrie bioalimentaire québécoise (CTAC, 2009).

Parmi les autres grands générateurs, on retrouve aussi les sous-secteurs du commerce de produits alimentaires de gros (distribution alimentaire) et du commerce de détail (marchés d'alimentation) et le secteur de la restauration (préparation et consommation d'aliments). Les secteurs institutionnels et industriels peuvent également produire des quantités significatives en provenance notamment des cuisines commerciales (cafétérias et autres cuisines d'institutions scolaires, hôpitaux et entreprises).

Figure 2.2 Principaux sous secteurs ICI de production de résidus organiques (alimentaires)



### Production de résidus organiques dans le secteur ICI

Pour le secteur industriel, commercial et institutionnel, le Bilan 2006 de RECYC-QUÉBEC indique que la production totale connue de matières résiduelles était de 5 557 000 tonnes en 2006 (RECYC-QUÉBEC, 2006). La proportion de ce total qui est constitué de matières organiques pouvant présenter un intérêt pour la digestion anaérobie n'est toutefois pas établie clairement. On peut estimer qu'elle se situe entre 12,5% (Serrener consultation, 1989) à 32,3% (RECYC-QUÉBEC et SOLINOV, 2004). En appliquant ces pourcentages sur un total de matières résiduelles produites en 2006, la production de matières résiduelles organiques provenant du secteur ICI serait de l'ordre de 694 625 à 1 795 000 tonnes pour l'ensemble du Québec en 2006. Il faut mentionner que le Bilan 2006 de RECYC-QUÉBEC indique plutôt 357 000 tonnes, cependant, cette compilation ne tient compte que des matières connues et déclarées. Un certain niveau de confidentialité entoure la déclaration de ces quantités et les rend donc difficilement accessibles.

Selon une étude réalisée en Ontario, (Geomatrix 2008), la quantité de résidus organiques provenant uniquement du secteur de la transformation agroalimentaire s'estime entre 1,2 à 4,9 millions de tonnes annuellement, (et pourrait atteindre jusqu'à 9,8 millions). De cette quantité, 40 à 60% serait potentiellement disponible pour la digestion anaérobie. En appliquant le ratio du chiffre d'affaire du secteur agroalimentaire de l'Ontario à celui du Québec, on peut extrapoler un ordre de grandeur indiquant que ce secteur produirait de 0,75 à 3 millions de tonnes de résidus organiques par année et qu'environ la moitié de cette matière pourrait potentiellement être disponible pour la digestion anaérobie.

Cependant, aucun inventaire ou étude de caractérisation jugée représentative ne permet d'établir la production de matières organiques pour l'ensemble du secteur ICI ou par catégorie de sous-secteurs. Il est donc plus laborieux d'établir un bilan des matières produites par les entreprises ICI sur un territoire donné faute de répertoires ou d'études déjà menées à ce sujet. Ainsi, contrairement au secteur résidentiel, l'information disponible au niveau de la production de matières résiduelles des secteurs ICI n'est pas facilement accessible. Des évaluations sectorielles peuvent cependant être réalisées, selon les besoins spécifiques.

De façon générale, on estime que la proportion de matières organiques peut atteindre de 30 à plus de 50% dans le secteur de la distribution et du commerce alimentaire de gros et de détail (IWMB, 2006; SOLINOV, 2001, Étude menée pour la Ville de Montréal - non publiée). Pour le secteur industriel, la fabrication d'aliments et de boissons est le producteur majeur de matières organiques valorisables, soit les résidus organiques de procédé. Les producteurs dont les procédés nécessitent un traitement de rejets d'eaux usées produisent des boues industrielles. La proportion de matières organiques sur le total de résidus produits varie d'une industrie à l'autre et seule une enquête spécifique peut permettre d'établir le potentiel de matières organiques récupérables.

Dans les institutions, les différents sous-secteurs de la santé, de l'éducation et des services publics tels les écoles, hôpitaux et édifices gouvernementaux dotés de cuisines et d'aires de consommation de repas produisent des matières organiques en quantités plus ou moins importantes, qui

s'apparentent souvent à celles provenant du secteur résidentiel. On retrouve aussi de ces résidus de cafétéria au niveau des industries, provenant de l'alimentation des employés en milieu de travail.

## 2.1.2 Quantités effectivement récupérées et disponibles

Pour que soient disponibles aux fins de valorisation les matières organiques provenant des secteurs municipal et ICI, une séparation à la source doit être faite. En offrant une collecte dédiée aux matières organiques séparées à la source, les municipalités et les organismes du secteur ICI (commerces, institutions, industries) favorisent le traitement que ce soit par compostage, digestion anaérobie ou autre en vue de leur valorisation. La séparation à la source est nécessaire pour isoler la matière organique à valoriser des autres composantes des déchets qui peuvent la contaminer et rendre plus complexe et coûteux leur traitement. Ainsi, comme pour les matières recyclables qui ont intérêt à être récupérées séparément des autres déchets, les matières organiques nécessitent également une collecte distincte pour maximiser leur qualité et faciliter leur mise en valeur. Or, contrairement aux matières recyclables, la collecte séparée des matières organiques n'est pas encore répandue au Québec.

Le gouvernement du Québec a adopté en 1999 une *Politique de gestion des matières résiduelles 1998-2008* visant la mise en place de mesures de récupération et de mise en valeur des matières résiduelles (autrefois appelés déchets solides). Dans cette politique, le gouvernement fixait à 60% l'objectif de récupération de la matière organique produite dans les municipalités et les entreprises du secteur ICI. Cette Politique ne visait pas les résidus provenant des secteurs agricoles et forestiers.

Différentes mesures ont alors été prévues par le gouvernement pour faciliter l'atteinte de ces objectifs. Une modification de la *Loi sur la qualité de l'environnement* en 1999 a notamment obligé la préparation et la mise en place d'un *Plan de gestion des matières résiduelles (PGMR)* par chacune des municipalités régionales désignées pour ce faire. En élaborant les PGMR, les quelques 90 municipalités régionales (MRC et communautés métropolitaines) ont dû réaliser un inventaire des quantités de matières organiques produites sur leur territoire de planification et élaborer des mesures visant à récupérer 60% des matières organiques. La majorité des PGMR ont été réalisés de 2000 à 2005 et la plupart des municipalités québécoises avaient prévu offrir un nouveau service de collecte dédié aux matières organiques avant l'échéance de 2008.

Toutefois, bien que certaines municipalités québécoises soient parvenues à relever le défi de la collecte des matières organiques séparées à la source avant 2008, plusieurs sont encore au stade de planification en 2009. Bon nombre d'entre elles attendent à présent les orientations de la future Politique québécoise attendue pour 2009. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) est en effet à élaborer une nouvelle Politique qui tiendra compte des avancées technologiques et fixera de nouveaux objectifs ainsi que des actions à mettre en place pour les atteindre.

Dans le *Bilan 2006 de la gestion des matières résiduelles au Québec*, RECYC-QUÉBEC fait état des quantités de matières organiques effectivement récupérées en 2006 dans les secteurs

municipal et ICI. Le *Bilan 2007 de la valorisation des matières résiduelles fertilisantes* fait état des quantités de boues valorisées (MDDEP, 2008).

- Dans le secteur municipal, 109 000 tonnes de matières organiques ont été collectées et dirigées principalement vers des installations de compostage (2006).
  - Ce sont majoritairement des résidus verts qui ont été récupérés, composés de feuilles, de branches et d’herbes coupées,
  - Cette quantité représente seulement 8% de la production (ou potentiel) ce qui est bien peu comparativement à l’objectif de 60% visé pour 2008;
  - En date du 12 mai 2009, les municipalités qui effectuent la collecte de matières organiques sont présentées dans le tableau A-1 présenté en annexe A.
  - 246 904 tonnes humides de boues municipales ont été valorisées (2007)
- Dans le secteur des ICI, les quantités suivantes de matières putrescibles ont été valorisées:
  - 200 000 tonnes de résidus de bois (2006)
  - 51 000 tonnes de résidus organiques (alimentaires surtout) (2006)
  - 870 239 tonnes humides de boues de papetières (2007)
  - 179 874 tonnes humides de boues agroalimentaires (2007)

Tableau 2.1 Quantités de matières organiques générées et récupérées au Québec en 2006-2007 (en tonnes métriques ou tonnes humides (t.h.))

Secteurs	Quantité potentielle	Objectifs de valorisation	Quantité visée	Quantité récupérée	% récupéré
<b>Matières résiduelles organiques solides</b>					
Secteur Municipal	1 322 000	60%	793 000	109 000	8%
Secteur ICI <sup>(2)</sup>	357 000 <sup>(2)</sup>	60%	214 200 <sup>(2)</sup>	50 000 <sup>(2)</sup>	14%
<b>Autres résidus organiques (de procédés ou de stations d'épuration, solides, pâteux ou liquides)</b>					
Boues municipales (t.h.)	914 726	100%	914 726	246 904 <sup>(1)</sup>	27%
Boues de papetières (t.h.)	1 851 572	100%	1 851 572	870 239	47%
Boues et résidus agroalimentaires (t.h.)	n.d.	n.d.	n.d.	179 874	n.d.

(1) Des 246 904 tonnes de boues municipales valorisées, 143 917 tonnes ont été épandues en agriculture et 85 194 tonnes ont été compostées en 2007 (MDDEP, 2007).

(2) La quantité potentielle de matières organiques évaluée pour le secteur ICI est basée seulement sur les déclarations pouvant être référencées par RECYC-QUÉBEC. Elle sous-estime donc grandement la quantité réelle générée. De plus, cette quantité exclut les résidus de la deuxième transformation de bois et toute matière déjà valorisée. La quantité récupérée en 2006 tient compte uniquement des matières compostées sur des sites ayant obtenu un certificat d'autorisation.

Ainsi, malgré l'imprécision sur les quantités produites (secteur ICI), il est possible de voir qu'un potentiel important de matières organiques est produit par les municipalités et les établissements du secteur ICI. Le «gisement» n'est cependant pas exploité à sa pleine capacité.

### 2.1.3 Distribution territoriale de la production

Pour un projet de codigestion à la ferme, un des paramètres important est la proximité des intrants. Le volume de résidus alimentaires et résidus verts municipaux disponible (secteur municipal et petits commerces) est directement relié à la population et l'aménagement du territoire (espaces verts) d'une région. Par contre pour le secteur des ICI, cela dépend du type et de la taille des entreprises de la région. Il est donc nécessaire de faire une recherche localisée pour déterminer la nature et les quantités effectivement disponibles pour un territoire donné.

Les régions productrices de la majorité du lisier au Québec sont la Montérégie, Chaudières-Appalaches et Centre-du-Québec. La région où la population porcine et la population humaine se côtoient le plus au Québec est la Montérégie, qui est deuxième au niveau de la population porcine et de la population humaine. De plus, la proximité de l'agglomération de Montréal donne accès à un très grand potentiel de matières organiques notamment d'origine ICI.

#### Sources d'information sur la production dans le secteur ICI

Il existe quelques sources d'information regroupant déjà certaines données pouvant faciliter ces études de cas. On retrouve entre autre certains regroupements et associations tels que le Conseil de la transformation agroalimentaire et des produits de consommation (CTAC) qui consolide l'Association des manufacturiers de produits alimentaires du Québec (AMPAQ), le Conseil de la boulangerie du Québec (CBQ), l'Association des abattoirs avicoles du Québec (AAAQ), le Conseil de l'industrie acéricole (CIA) et l'Association des viculteurs négociants du Québec (AVNQ). Le CTAC représente donc près de 400 entreprises pour un volume annuel d'affaires de 14 milliards de dollars, dans une industrie globale de près de 20 milliards de dollars.

Le CTAC représente aussi le secteur des Services alimentaires qui regroupe des entreprises de la transformation agroalimentaire, des distributeurs, des gestionnaires d'approvisionnement, des seconds transformateurs (hôtels, restaurants, cantines, centres d'hébergement, milieux scolaire et de la santé) ainsi que des entreprises de services. Il s'agit du seul regroupement québécois des différents maillons de la chaîne agroalimentaire dédié aux Services alimentaires (CTAC, 2009). Une autre source potentielle d'information est l'Association des détaillants en alimentation du Québec (ADAQ) qui représente l'ensemble des détaillants en alimentation propriétaires du Québec.

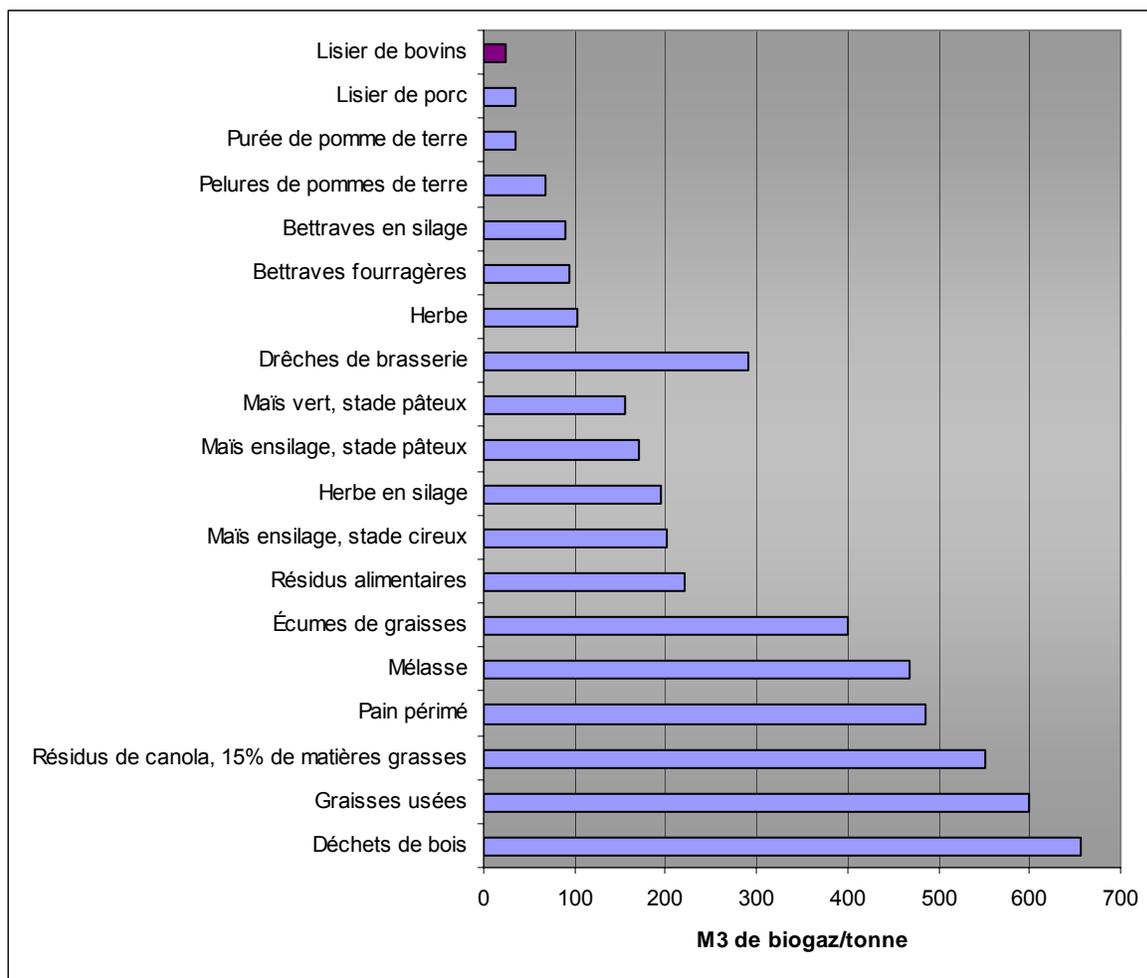
Il est également possible de retrouver de l'information sur le secteur ICI au niveau des centres locaux de développement (CLD), l'information retrouvée peut varier d'une région à l'autre. De plus, lors de l'élaboration des plans de gestion des matières résiduelles (PGMR), il était demandé d'établir un inventaire des matières provenant du secteur ICI. Il est donc possible de retrouver des données en consultant ces plans de gestion quoique, encore une fois, l'information varie d'une municipalité régionale de comté (MRC) à l'autre. Il peut donc s'avérer judicieux de faire appel à une firme spécialisée lorsque l'information recherchée n'est pas facilement accessible, ces dernières ayant souvent accès à des données privilégiées via leur expertise.

## 2.2 Caractéristiques des matières organiques

### 2.2.1 Qualité et caractéristiques physico-chimiques

La qualité des intrants joue un rôle tout aussi considérable que la quantité disponible. La qualité dépend du type de résidus organiques, du taux de contamination et de leur disponibilité dans le temps. Le type de résidu utilisé a un impact important sur la production de biogaz (voir figure 2.3).

Figure 2.3 Rendements potentiels en biogaz de certaines matières résiduelles comparativement aux lisiers de porcs et de bovins



Soure : DeBruyn (2008)

#### Résidus alimentaires provenant du secteur municipal

Dans le contexte de la codigestion, une caractéristique importante des résidus alimentaires provenant du secteur municipal est la présence de corps étrangers (contaminants inertes). Le taux de contamination et les types de contaminants ont une répercussion sur les étapes de séparation qui devront être faites en amont et en aval du procédé de biométhanisation. Ce taux dépend des

caractéristiques d'aménagement du territoire de la municipalité source, des modalités de collecte de son programme, de la sensibilisation du milieu et de la période de l'année. Les contaminants les plus fréquents retrouvés dans les résidus alimentaires provenant de la collecte à 3 voies sont les objets et fragments de plastique, de verre et de métal. Les matières organiques issues de collectes à 3 voies en vrac (ou sacs papiers) ont des taux de contaminations entre 2% et 10%. Dans le cas où la municipalité permet l'utilisation de sacs de plastique pour la collecte des matières organiques, ce taux peut aller jusqu'à 26% (Ville de Toronto) et l'enlèvement des sacs est toujours problématique. Finalement, dans le cas du tri-compostage (compostage de l'ensemble des ordures ménagères), le taux de contamination se situe entre 35 et 50%.

Une caractérisation physico-chimique typique des résidus alimentaires triés à la source (restes de table, donc résidus alimentaires variés) est présentée à l'annexe B.

#### Résidus verts provenant du secteur municipal

Les résidus verts (gazon coupé, les résidus d'élagage ainsi que les feuilles mortes) contiennent des branches de différentes tailles et des fibres ligneuses, ce qui n'est pas idéal au procédé de biométhanisation. Ces résidus ont des vitesses de décomposition plus lentes et peuvent perturber le processus de digestion. La présence de morceaux solides comme les branches peut aussi être problématique lorsque les intrants sont ajoutés au digesteur à l'aide de pompes. Aussi, ces résidus sont générés de façon ponctuelle selon la saison, ce qui est plus ou moins compatible avec les besoins d'apports constants de matière d'un digesteur anaérobie.

#### Boues municipales

Les boues municipales sont caractérisées par un taux de siccité variable selon le procédé de traitement des eaux usées soit de 1,5 à 50%, mais étant généralement autour de 20 à 30% (Hébert, 2003). Il existe deux catégories de boues, selon le type de station les produisant; d'une part les stations mécanisées et d'autre part les stations de type étangs aérés. Le tableau 2.2 compare certains paramètres agronomiques des boues provenant des deux types de stations.

La production de boues provenant des stations mécanisées est très stable dans le temps et est normalement exempte de corps étrangers. Étant donné que les boues provenant des stations de type étangs ne sont extraites des étangs qu'une fois tous les 5 à 15 ans, il n'est pas réaliste de les considérer comme intrants potentiels à un digesteur anaérobie.

Étant donné la nature de cette matière, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs exige un certificat d'autorisation pour toute activité de valorisation, ce qui complique un peu son utilisation, mais assure un excellent contrôle de qualité du produit.

Tableau 2.2 Comparaison des propriétés agronomiques des boues issues des deux principaux types de stations d'épuration des eaux usées municipales retrouvées au Québec pour la période 2000-2006.

Paramètres †	TYPE DE STATIONS				Valeur p €
	Mécanisées (n = 35)		Étangs (n = 68)		
	Moyenne	c.v. (%) ‡	Moyenne	c.v. (%) ‡	
Siccité (% b.h.)	21	52	5	43	< 0,0001
M.O. (% b.s.)	66	22	42	25	< 0,0001
C/N	9,0	52	9,8	22	0,05
N-NTK (% b.s.)	4,4	38	2,2	41	< 0,0001
N-NH <sub>4</sub> /N-NTK	0,09	69	0,13	70	0,05
N/P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	1,45	57	0,74	94	< 0,0001
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (% b.s.)	3,9	53	4,5	61	0,40
K <sub>2</sub> O (% b.s.)	0,3	68	0,2	74	0,06
Ca (% b.s.)	1,5	45	2,7	52	< 0,0001
Mg (% b.s.)	0,4	42	0,6	71	0,10
pH	7,0	16	7,1	6	0,03

† Moyennes exprimées sur base sèche (b.s.), sauf pour la siccité qui est sur base humide (b.h.). Les rapports C/N, N-NH<sub>4</sub>/N-NTK et N/P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> représentent la moyenne de l'ensemble des rapports.

‡ c.v. (%) = écart-type / moyenne \* 100

€ Valeur p selon le test de Wilcoxon-Mann-Withney ( $\alpha = 0,05$ ). Le test de Student a été utilisé pour la M.O ( $\alpha = 0,05$ ). Les valeurs p inférieures à 0,05 signifient qu'il y a une différence significative entre les boues de stations mécanisées et de type étangs pour un paramètre agronomique donné.

Source : Perron et Hébert (2007)

### Matières organiques provenant du secteur ICI

Dans le secteur des ICI, les matières organiques sont surtout constituées de résidus alimentaires produits sous forme solide, pâteuse (semi-solide) ou liquide. Pour les ICI, les taux de contamination varient aussi beaucoup en fonction du milieu de production et du type de matières recueillies. Toutefois, il est généralement possible de réduire drastiquement la présence de ces contaminants avec de simples modifications aux habitudes des producteurs. Certaines matières ne contiennent pas ou peu de corps étrangers. Les résidus de plusieurs procédés de transformation agroalimentaire, boues et résidus d'abattoirs, les huiles et les graisses sont des matières organiques qui sont potentiellement valorisables et généralement libre de contaminants.

Les huiles et graisses sont généralement une matière de choix pour la codigestion étant donné la faible contamination, leur état liquide et le grand potentiel de méthanisation. Ces matières sont d'ailleurs habituellement disponibles de façon stable tout au long de l'année. De plus, le traitement de ces résidus est parfois problématique étant donné qu'ils ne sont pas admis dans les lieux d'enfouissement techniques.

Le tableau suivant résume les principales caractéristiques de production et particularités des principales catégories de matières organiques produites dans les municipalités et par les commerces, industries et institutions.

Tableau 2.3 Caractéristiques des matières résiduelles organiques (secteur municipal et ICI)

	Résidus verts	Résidus alimentaires secteur résidentiel	Résidus organiques secteur ICI	Biosolides municipaux
Quantité	<ul style="list-style-type: none"> <li>Très variable d'un secteur à l'autre selon les caractéristiques d'urbanisation, de 10 à 25 % des matières résiduelles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Per capita varie peu en général, de 15 à 25 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Très variable d'un producteur à l'autre surtout pour l'industrie agroalimentaire et le commerce de gros</li> <li>Moins connue que dans le secteur résidentiel</li> <li>Semblable au secteur résidentiel dans les petits ICI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En continu pour les stations mécanisées</li> <li>Différente d'une station ou d'une municipalité à l'autre</li> <li>Très variable pour les boues de fosses septiques</li> </ul>
Distribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>Saisonnière</li> <li>Pointes au printemps, à l'automne (feuilles) et en janvier (arbres de Noël)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relativement constante, légère diminution en hiver</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Très variable d'un producteur à l'autre surtout pour l'industrie agroalimentaire et le commerce de gros</li> <li>Semblable au secteur résidentiel dans les petits ICI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Périodique pour les étangs</li> <li>Très variable pour les boues de fosses septiques</li> </ul>
Qualité	<ul style="list-style-type: none"> <li>Très bonne</li> <li>Peut contenir des matières indésirables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Peut contenir des corps étrangers en proportion variable</li> <li>Putrescible et présence de pathogènes, d'où le potentiel de nuisances et l'importance d'un traitement approprié</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proportion de corps étrangers très variable surtout dans les commerces et les institutions</li> <li>Putrescible et présence de pathogènes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En général bonne, peut contenir des contaminants chimiques (métaux)</li> <li>Putrescible et présence de pathogènes</li> <li>Valeur fertilisante relativement plus élevée</li> </ul>

Source : SOLINOV (2006). Guide sur la collecte et le compostage de RECYC-QUÉBEC.

### Compatibilité de valorisation

Une autre caractéristique à considérer pour chacun des intrants est leur compatibilité avec chacune des techniques de valorisation actuellement disponibles. Le principal facteur déterminant de cette caractéristique est le coût relié à la valorisation.

Pour les résidus alimentaires et les résidus verts, le compostage est la technique de valorisation la plus compatible. Il est possible d'intégrer les résidus alimentaires à un digesteur anaérobie mais

celui-ci doit être équipé de moyens pour retirer les contaminants en amont. Des techniques de prétraitement ont été développées à l'échelle industrielle pour gérer cette problématique, mais des coûts importants y sont associés (ex. Toronto). Pour les boues, la technique la moins coûteuse de valorisation est l'épandage directement en agriculture, lorsque cela est possible. Vient ensuite la possibilité de les composter ou de les intégrer à un digesteur anaérobie, selon leur taux de siccité.

## 2.2.2 Modes de récupération

Il existe plusieurs modes de récupération ou d'élimination des matières résiduelles organiques.

### Secteur municipal

Dans le secteur municipal ainsi qu'au niveau des petits commerces, la méthode privilégiée est appelée la collecte à 3 voies. Elle consiste à collecter de porte en porte les matières séparées à la source par les citoyens (la 3<sup>ième</sup> voie). Les modalités de collecte peuvent être adaptées selon le contexte particulier de la région, des utilisateurs et des saisons. En intégrant la collecte à 3 voies, il est possible de recueillir de 50 jusqu'à 500 kg de matières résiduelles organiques par unité d'occupation desservie par année (résidus alimentaires et résidus verts combinés). Les diverses modalités de collecte ainsi que la qualité du plan de communication auprès des citoyens ont un impact sur le taux de contaminants.

Les principales variations des modalités de collecte :

- Résidus alimentaires et résidus verts ensemble ou séparément
  - Du point de vue de la digestion anaérobie, les résidus alimentaires présentent nettement plus d'intérêt, leur collecte séparée est donc avantageuse mais peu fréquente dans les municipalités qui privilégient une seule collecte pour l'ensemble des matières organiques ce qui est plus compatible avec une avenue de compostage.
- Résidus directement déposés en vrac dans le bac, utilisation de sacs de papier, sacs de plastique compostable certifiés ou de sacs de plastique en polyéthylène;
- Gestion des surplus saisonniers (pointes de gazon et de feuilles mortes);
- Fréquence de collecte des matières organiques;
- Type d'unités d'occupation desservies (qui influence le niveau de contamination).

Pour plus de détails sur les activités de collecte et transport des matières organiques d'origine résidentielle, consulter le *Guide sur la collecte et le compostage des matières organiques du secteur municipal* : Document technique de RECYC-QUÉBEC réalisé par SOLINOV (2006).

### Boues

Les boues municipales sont produites en continu dans les stations d'épuration mécanisées; elles sont déshydratées (sous forme pâteuse ou solide, de 15 à 35 % de m.s.) et transportées par camions à benne basculante vers le lieu de traitement, de valorisation ou de disposition

(enfouissement) choisi. Pour les boues de fosses septiques et celles ayant un faible taux de siccité (1,5 à 5 %), les boues sont transportées vers des lieux de traitement à l'aide de camions-citernes.

### **Secteur des industries, des commerces et des institutions (ICI)**

Dans le secteur ICI, la récupération des matières résiduelles est souvent gérée par l'établissement lui-même et est adaptée à ses besoins et sa situation particulière. Le service par conteneur est bien adapté aux ICI de moyenne et grande envergure. Aussi, dans le cas des graisses et autres résidus liquides (organiques ou non) le service de vidange par camion citerne s'avère souvent être bien adapté.

Les matières ainsi récupérées peuvent être enfouies ou valorisées. Certaines entreprises se sont d'ailleurs spécialisées dans ce créneau particulier. On retrouve entre autre, des entreprises spécialisées dans la collecte des huiles liquides, qui fabriquent des farines à partir de sous-produits alimentaires, qui utilisent des sous-produits animaliers et des graisses pour faire, entre autre, des moulées et des produits agricoles, du biodiesel et des cuirs.

## 3.0 Contexte entourant la codigestion

### 3.1 Aspects réglementaires

#### Implantation d'un digesteur anaérobie à la ferme

Pour un producteur agricole, l'installation d'un équipement de traitement de déjections animales nécessite l'obtention au préalable d'un certificat d'autorisation du MDDEP. Il existe des exclusions réglementaires, administratives et environnementales (activités jugées à faible risque) à l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation ou CA, lesquelles sont présentées en détail dans le *Guide sur la valorisation des matières résiduelles fertilisantes* ou GVMRF (MDDEP, 2008a).

Dans le cas de l'installation d'un digesteur anaérobie à la ferme une demande de certificat d'autorisation est nécessaire qu'il s'agisse d'un équipement dédié au traitement de lisier seulement ou de codigestion de lisier et d'autres matières résiduelles exogènes à la ferme. Les exigences qui s'appliquent aux deux types d'applications sont semblables en ce qui concerne le type d'information à produire (ex : description du projet et du procédé de traitement, plan et devis, protocole de suivi et autres) pour obtention du CA.

Par contre, une autorisation de la CPTAQ peut s'avérer nécessaire si le projet de codigestion comprend des activités autres qu'agricoles. Une vérification auprès de la CPTAQ est alors nécessaire au cas par cas. De plus, les exigences de localisation diffèrent lorsqu'il s'agit d'un projet de codigestion de lisiers et de matières organiques exogènes à la ferme. En effet, les critères de localisation applicables à un lieu de traitement centralisé de type industriel seront utilisés plutôt que les distances séparatrices établies au niveau municipal comme c'est le cas pour un projet agricole de traitement de déjections animales.

Les exigences de localisation pour un projet industriel de digestion anaérobie sont présentement en élaboration par la Division de la gestion des matières résiduelles du MDDEP. Celles qui s'appliquent au compostage centralisé ont été redéfinies en 2008 et sont présentées dans les *Lignes directrices pour l'encadrement des activités de compostage*, (MDDEP, 2008b). Ces lignes directrices seront donc revues en 2009 ou 2010 pour y inclure des critères s'appliquant aux installations de biométhanisation (ou digestion anaérobie).

Telles que décrites dans les *Lignes directrices* (MDDEP, 2008b), les exigences de localisation pour la prévention des odeurs lors d'activités de compostage comprennent :

- Une distance minimale séparatrice de 500 ou de 1000 mètres de toute habitation, lieu public ou zone résidentielle/commerciale, selon la nature des intrants reçus et le niveau d'odeur leur étant associé, et selon qu'il s'agit d'infrastructures fermées avec captage et traitement de l'air ou d'une installation sur aire ouverte ;
- La réalisation d'une étude de dispersion atmosphérique démontrant le respect des seuils d'odeurs applicables, fixés par le Ministère, pour la localisation des installations.

Ainsi, il n'est pas possible d'établir de façon générale si la réception de co-substrats provenant de l'extérieur de la ferme est défavorisée sur le plan réglementaire au Québec. Il est possible, au cas par cas, qu'un projet de codigestion soit plus complexe ou implique des délais supplémentaires si une autorisation de la CPTAQ devenait nécessaire ou si des contraintes de localisation (étude d'odeur et distances séparatrices) s'ajoutaient par rapport à un projet de traitement de lisier seulement.

### 3.2 Aspects économiques et de financement

Généralement, la méthanisation se développe davantage dans les pays qui ont une politique énergétique favorable au biogaz et aux sources énergétiques renouvelables. Certains pays européens se sont dotés d'une politique d'achat de l'énergie renouvelable (de source autre que combustible fossile) à un prix fixe et légèrement supérieur au prix du marché local et facilitent le raccordement au réseau de distribution électrique, ce qui est un contexte différent de la réalité québécoise.

Les contextes suivants favorisent généralement le développement de la codigestion anaérobie :

- Région où l'énergie produite (principalement de l'électricité) est générée par une source de combustible fossile (émission de GES)
- Région où des résidus organiques, principalement sous forme liquide ou pâteuse, sont disponibles (lisiers porcins et autres)
- Région où le prix de l'énergie est relativement élevé
- Possibilité d'utiliser l'énergie à proximité du site et en temps réel (chaleur et biogaz)

Les paramètres les plus sensibles pour le calcul de la rentabilité d'un projet de codigestion sont, par ordre décroissant d'importance :

- Le prix de vente du biogaz/électricité produit
- Les coûts d'opération (incluant les coûts de construction)
- Les frais de gestion des matières résiduelles

Il est possible, afin de générer des économies d'échelle, de regrouper quelques fermes en un projet commun ou centralisé de digestion anaérobie. Ceci sera facilité lorsque qu'il y a présence d'un contexte solidaire et favorable à la collaboration en plus d'intérêts économiques. Pour les applications de digestion anaérobie de lisiers conjointement avec des matières provenant de l'extérieur de la ferme, la centralisation est souvent désavantagée dû aux coûts de transport qui augmentent rapidement avec la distance séparant les lieux de production. Ainsi les approches centralisées sont surtout adaptées aux contextes industriels et municipaux qui regroupent des matières résiduelles qui sont de toute façon transportées depuis leur lieu de production vers des lieux de traitement et de valorisation.

### Incidatifs financiers au Québec pour la digestion anaérobie à la ferme

Les incitatifs disponibles pour un projet de digestion à la ferme qui répond à une problématique de gestion des surplus de déjections animales à la ferme sont<sup>1</sup> :

- Le programme Prime-Vert, technologie de gestion des surplus, offre une aide pouvant atteindre 70% des sommes investies (maximum 300 000\$);
- Un crédit d'impôt de Revenu-Québec pour le traitement du lisier de porcs, jusqu'à 30% des frais admissibles engagés pour la mise en place d'installations de traitement du lisier de porcs, jusqu'à 200 000\$ par exploitation, par année d'imposition (non exhaustif).

Au niveau de l'électricité produite, Hydro-Québec permet aux entreprises de faire de l'autoproduction de type mesurage net « net metering », mais seulement jusqu'à un maximum de 50 kW. L'entreprise a ensuite 24 mois pour utiliser les kWh injectés dans le réseau, les kWh non utilisés après cette période sont perdus. Au niveau fédéral, le programme Éco-énergie offre un incitatif d'un cent du kWh pour les énergies renouvelables produites (minimum 1 MW).

Il n'existe pas au Québec d'équivalent au programme incitatif SOC ontarien pour « l'énergie verte » produite, la valeur du kWh étant établie sur la base du prix du marché. En Ontario, le SOC *Standard Offer Contract* garantit un prix autour de 0,10 à 0,20\$/kWh aux sources productrices d'électricité renouvelables depuis mars 2006. L'ajout de subventions supportant le développement durable ou la recherche contribue aussi à générer une perspective de rentabilité.

### Autres incitatifs économiques

En plus de la génération d'énergie (biogaz et chaleur), une source de revenu additionnelle provient des matières résiduelles extérieures à la ferme. Les résidus organiques séparés à la source d'origine résidentielle, commerciale ou industrielle sont détournés de l'élimination, principalement l'enfouissement au Québec, aux fins de valorisation. La principale avenue de valorisation a été jusqu'à présent le compostage.

Le revenu potentiel pour la réception de ces résidus organiques à la ferme doit donc être situé par rapport aux tarifs en vigueur pour l'enfouissement et le compostage. Le prix pour l'enfouissement des matières résiduelles au Québec varie d'une région à l'autre et est en moyenne de l'ordre de 50 à 70\$/tonne près des centres urbains (notamment dans la grande région métropolitaine de Montréal) et de 89 à 110\$/tonne en région où les lieux d'enfouissement sont de plus petite capacité. Une redevance à l'élimination qui s'applique par réglementation au Québec depuis 2006 augmente les coûts de l'enfouissement d'environ 10,67\$ la tonne en 2009. La redevance est un incitatif à la valorisation et encourage le développement de filières de valorisation telles le compostage et la digestion anaérobie. Il est prévu qu'elle augmentera au cours des prochaines années tel que demandé par plusieurs intervenants du milieu souhaitant davantage d'incitatif à la mise en valeur. Éventuellement, la vente de crédit de CO<sub>2</sub> à la bourse du carbone pourrait fournir une source de financement pour les alternatives de valorisation (détournement de l'élimination).

---

<sup>1</sup> Les incitatifs liés aux gaz à effet de serre sont discutés dans le rapport final.

Pour les résidus organiques issus de collectes sélectives, les tarifs de compostage se situent en général entre 40\$ et 80\$ la tonne et le prix varie selon la nature des matières organiques. Il est donc en général du même ordre de grandeur que celui de l'enfouissement pour les matières résiduelles solides. Les matières les plus propices au compostage et les moins contaminées (corps étrangers surtout) sont généralement acceptées à moindre coût alors que les plus odorantes, humides ou contaminées sont plus coûteuses à traiter.

Il faut noter cependant que l'industrie du compostage est en voie de restructuration au Québec. Jusqu'à présent effectué sur plateforme ouverte, le compostage pourrait se développer davantage par l'aménagement d'infrastructures semi-fermées ou fermées dans le futur. De nouvelles installations seront assurément mises en place au cours des prochaines années avec la mise en place progressive des collectes sélectives dans les municipalités et les entreprises du secteur ICI, lesquelles sont encore peu développées au Québec. Les tarifs de réception pourraient donc augmenter d'autant plus que ces résidus organiques contiennent des corps étrangers (objets et fragments de plastique, verre, métal surtout) qui en augmentent le coût de traitement.

Par ailleurs, le gouvernement du Québec a annoncé le 16 novembre 2009 qu'un programme d'aide au financement d'immobilisations liées à la production de bioénergie était disponible. Il s'applique particulièrement dans le cas de digesteurs anaérobies de matières résiduelles d'origine municipale. Il est trop tôt pour établir si ce programme suscitera un développement important d'initiatives municipales de digestion anaérobie et si cela créera une menace ou une opportunité pour la filière agricole de codigestion. Ce programme limite cependant l'apport de lisiers dans les biométhanisateurs financés à seulement 10% du volume total des intrants. Il est possible d'anticiper que les grandes agglomérations urbaines pourraient davantage s'intéresser à des projets de digestion anaérobie de grande envergure alors que dans les concentrations urbaines moins grandes et les régions, les filières de collaboration avec le secteur agricole pourraient présenter plus d'intérêt. De façon générique, plusieurs options de valorisation des sous-produits provenant de ces projets sont envisageables. La partie liquide du digestat peut être séparée et traitée à une station municipale de traitement des eaux usées. La partie solide peut être valorisée en agriculture ou compostée pour usages notamment en aménagement d'espaces verts. Une valorisation directement en agriculture du digestat peut aussi être effectuée là où le territoire le permettrait.

#### Mode de gestion des matières résiduelles dans les municipalités et les entreprises ICI

Au niveau municipal, la gestion des matières résiduelles est généralement octroyée par contrats de type clé en main de longue durée. Les municipalités procèdent par appel d'offres et peuvent agencer la collecte, le transport, la gestion de l'ensemble des matières ainsi que la sensibilisation du public à un seul entrepreneur ou à plusieurs entités. Les termes de négociation de ces contrats peuvent inclure par exemple des formules d'indexation tenant compte des variations annuelles du nombre d'habitants de la région, du prix du carburant, des distances parcourues, etc.

Les mêmes types de contrats incluant des ententes à long terme peuvent aussi se retrouver au niveau des ICI, cependant l'industrie privée peut aussi parfois s'adapter plus rapidement aux changements. Des ententes à long terme, surtout au niveau d'un seul producteur, peuvent rendre

les agriculteurs plus vulnérables et dépendants face à ces entrepreneurs. Des clauses permettant l'apport d'autres matières en cas de réduction des arrivages peuvent diminuer le risque de perte de production de biogaz afin de garantir un revenu stable aux agriculteurs.

### 3.3 Choix des co-substrats

La possibilité d'incorporer un ou des co-substrats à un digesteur anaérobie à la ferme est fonction de plusieurs paramètres. On peut regrouper ces paramètres en deux catégories : les paramètres physico-chimiques et les paramètres technico-économiques. Les principaux éléments physico-chimiques influençant cette avenue sont le potentiel de méthanisation de la matière et sa biodégradabilité. Les paramètres technico-économiques incluent le prétraitement (nécessaire ou non), la disponibilité temporelle de la matière, la distance séparatrice entre le lieu de génération et le lieu de traitement en fonction du potentiel de méthanisation du volume transporté. Finalement la compétition qui existe parfois sur le marché pour d'autres voies de valorisation à moindre coût peut réduire, voire éliminer le potentiel d'un résidu. Ce dernier paramètre sera influencé dans le temps par l'évolution du marché. Le tableau 3.1 résume, lorsque l'information est disponible, le potentiel relatif de ces paramètres pour certaines matières résiduelles organiques.

Les résidus alimentaires provenant du secteur municipal sont disponibles pour la valorisation soit par compostage, soit par digestion ou codigestion et permettent la collecte de frais de service comparables à ceux de l'enfouissement. Dépendamment du contexte local, l'une ou plusieurs des filières de traitement sera à favoriser. Comme l'arrivage et la composition de ces matières fluctuent durant l'année, un entreposage minimum est nécessaire afin de pouvoir fournir le digesteur de manière constante. Bien qu'ils offrent un bon potentiel méthanogène, la présence de contaminants dans cette ressource est une contrainte. Elle varie de très peu à beaucoup, et dépend de plusieurs facteurs dont la communication avec les résidents et les modalités de la collecte réalisée. Ces contaminants exigent des étapes de séparation, mécaniques et/ou manuelles, avant le traitement de la matière organique, ce qui en augmente le coût.

Les matières organiques issues des secteurs industriel, commercial et institutionnel ne peuvent être caractérisées de manière générale étant donné leur grande diversité. Les résidus organiques les plus intéressants sont ceux ayant à la fois un fort potentiel en biométhanisation, un faible taux de contamination et une production régulière dans le temps. L'acheminement de ces matières vers la ferme nécessitera une entente au cas par cas, selon le lieu de production et le type de matière, les besoins en entreposage et la présence de contaminants.

Les matières les plus intéressantes pour la codigestion comprennent les huiles et graisses usées, les résidus d'abattoirs et certains résidus agroalimentaires. Ceux-ci ne contiennent habituellement pas de corps étrangers, ont une composition homogène et une production relativement stable dans l'année de même qu'une teneur élevée en matière organique biodégradable, donc un bon potentiel de rendement de méthanisation. Par ailleurs, lorsqu'ils sont très odorants, fermentescibles et humides, les résidus commerciaux et industriels sont peu aptes ou très coûteux à gérer par compostage, ce qui crée un contexte favorable à leur digestion anaérobie. Un exemple de codigestion d'huiles et graisses avec des fumiers bovins est présenté brièvement à la section 4.0.

Tableau 3.1 Principaux facteurs influençant l'intérêt pour la codigestion de certains résidus organiques

Type de résidus	Matières solides (% m.s.)	Potentiel de biogaz (1) (m <sup>3</sup> /t de SV)	Biodégradabilité (DCO, DBO)	Prétraitement requis	Disponibilité (temps)	Transport possible (2)	Compétition
<b>Matières résiduelles organiques triées à la source (résidences, petits commerces et institutions)</b>							
Résidus alimentaires (restes de table)	15 à 40%	185	Bonne	Important	Peu de fluctuations	Longue distance, jusqu'à 100 km environ	Compostage
Résidus verts (herbes et feuilles)	20 à 60%	n.d.	Faible	Important	Production saisonnière	Longue distance, jusqu'à 100 km	Compostage
<b>Résidus d'industries agroalimentaires, commerces de distribution et cuisines commerciales (restauration)</b>							
Boulangerie	n.d.	830	Bonne	Aucun	Peu de fluctuations	Longue distance	Alimentation animale
Produits laitiers	6,5%	477	Bonne	Aucun	Constant	Courte distance	n.d.
Fruits (pulpe)	63%	351	Bonne	Mineur	Production saisonnière	Courte à longue	DA industrielle, compostage épandage
Légumes	10 à 45%	642	Bonne	Mineur	Production saisonnière	Courte à longue	
Pelures de pommes de terre	19%	68	Moyenne	Aucun ou mineur (ex : broyage)	Peu de fluctuations	Moyenne distance	Alimentation animale
Viscères (viande)	17%	350	Bonne	Mineur (ex : hygiénisation)	Peu de fluctuations	n.d.	
Résidus de gras (coupe de viande)	36%-57%	830-1000	Bonne	n.d.	Peu de fluctuations	n.d.	n.d.
Écumes et boues-traitement d'eaux usées (volaille, porc)	5 à 12%	350 à 780	Bonne	Aucun à mineur (mélange)	Peu de fluctuations	Courte distance	n.d. Difficultés de disposition
Graisses de friture (restauration rapide)	50%	538	Bonne	Mineur (ex : mélange)	Peu de fluctuations	100 km ou jusqu'à 300 km si concentré	Biodiesel (100%)
Graisse de cuisson (restauration autres)	50%	538	Bonne	Mineur (ex : mélange)	Peu de fluctuations	100 km ou jusqu'à 300 km si concentré	Aucune, difficultés de disposition
Boissons alcoolisées	17%	570	Bonne	Aucun	Constant	Longue distance	Alimentation animale
<b>Biosolides de traitement d'eaux usées municipales et d'industries de pâtes et papiers</b>							
Boues municipales biologiques	15 à 22%	n.d.	Bonne	Aucun	Constant	Courte à longue	Compostage, épandage
Boues secondaires de pâtes et papiers	20 à 25%	n.d.	Bonne	Aucun	Constant	Courte à longue	Épandage, compostage

(1) Le potentiel de production de biogaz (65% de méthane) est estimé sur une base sèche, en supposant 80% des solides volatiles.

(2) Données indicatives pour le marché de l'Ontario, selon les expériences de codigestion réalisées et en fonction des perspectives de rentabilité existantes dans cette province.

Source: Geomatrix, 2008; AD Nett, 2005; données internes Solinov

Les résidus organiques du secteur institutionnel et des petits commerces seront issus de cafétérias et autres cuisines commerciales. Ceux-ci, comme les résidus alimentaires municipaux, se prêtent au compostage, à la digestion, ou même à la codigestion, selon le contexte. C'est dans cette catégorie que la présence de contaminants peut devenir problématique. Avec de bons outils de communication tels des formations, des panneaux explicatifs et des rappels fréquents, il est toutefois possible de minimiser le taux de contamination, surtout à petite échelle.

Les boues provenant des stations mécanisées offrent un potentiel intéressant étant donné leur déshydratation partielle ainsi que la constance de leur production. Il faut cependant s'assurer qu'il reste suffisamment de matière organique afin de maximiser la génération de biogaz. Il est possible d'ajuster le procédé de traitement à la station afin d'optimiser la digestion des boues. Les boues de papeteries étant déjà facilement gérées par épandage direct au sol à peu de frais, leur valorisation par la codigestion anaérobie ne serait pas économiquement avantageuse.

### **Prétraitement des intrants**

Lorsque l'on envisage la codigestion, le traitement des intrants est l'un des aspects les plus importants à considérer. Des étapes mineures de broyage et de mélange des matières ou majeures comme l'enlèvement des contaminants peuvent être requises. L'arrivage des intrants doit être connu et planifié, une aire de réception et d'entreposage doit être construite. Des systèmes de gestion et de confinement des odeurs à cette étape du procédé doivent faire partie intégrante de la conception du site, en fonction des exigences réglementaires applicables.

Des étapes supplémentaires d'enlèvement des contaminants peuvent aussi s'avérer essentielles selon le type d'intrants (voir la section 2.2, caractéristiques des matières organiques). Selon le type de contaminants (métal, bois, plastique...), un ou des systèmes d'enlèvement mécanisés peuvent être utilisés en amont et aussi parfois en aval du procédé. Ces systèmes peuvent ajouter des coûts d'investissement importants lors de l'implantation et aussi lors de l'opération du digesteur. Dans cette perspective, l'utilisation de certains intrants libres de contaminants provenant des ICI, et de l'industrie agroalimentaire en particulier, peut s'avérer avantageuse.

De plus, une variation au niveau de la composition physico-chimique des intrants dans le temps nécessitera des ajustements réguliers des recettes et des paramètres de digestion. Étant donné la stabilité de la production des lisiers, il est souhaitable de privilégier des résidus ayant des caractéristiques constantes dans le temps.

### 3.3.1 Disponibilité des matières et compétition avec les autres filières de valorisation

La disponibilité des résidus organiques qui présentent le plus d'intérêt pour la codigestion à la ferme est un paramètre déterminant de la faisabilité de cette avenue. Plusieurs facteurs influencent l'accès à ces résidus :

- La demande qui s'exerce par d'autres industries et filières de traitement et de valorisation pour l'accès à ces résidus;
- Le coût de traitement exigé par ces filières concurrentes;
- Le contexte de marché pour l'énergie et les autres produits issus de ces résidus organiques et les tendances tenant compte des technologies émergentes;
- La localisation des lieux de production et de traitement et les coûts de transport;

Une analyse exhaustive de ces divers facteurs dépasse le cadre du présent mandat. Toutefois, le tableau 3.2 donne un aperçu de la compétition qui s'exerce par d'autres filières de valorisation des matières résiduelles organiques en général (séparées à la source et provenant des municipalités et des ICI). Le tableau 3.2 fait ressortir que les résidus organiques qui présentent le plus d'intérêt pour la codigestion à la ferme avec des lisiers sont les résidus liquides ou pâteux (semi-liquides) provenant de l'industrie de transformation agroalimentaire. Ces résidus sont également convoités par l'industrie d'équarrissage qui produit des aliments pour animaux et les usines de fabrication de biodiésel (ou autres biocarburants). Certains biosolides municipaux et industriels sont compatibles avec la codigestion, mais le sont également avec d'autres filières de valorisation par épandage direct en agriculture et par compostage.

La filière de production de biodiésel est probablement la plus menaçante pour les résidus riches en huiles et graisses de bonne qualité à cause de l'efficacité de conversion énergétique supérieure de cette technologie comparativement à la digestion anaérobie (Geomatrix, 2008). Par contre, les résidus de moindre valeur énergétique contenant davantage d'eau, d'autres résidus alimentaires et possiblement des corps étrangers peuvent être plus aptes à la digestion anaérobie et de ce fait plus accessibles. Au Québec, les filières énergétiques de traitement des résidus organiques ne sont pas encore répandues ni très développées. Cependant, avec le soutien financier à la production de bioénergie annoncé par le gouvernement québécois dans son budget 2009-2010 des changements sont à prévoir.

La compétition exercée par les avenues de compostage est particulièrement importante pour ce qui est des résidus organiques hétérogènes et solides provenant de collectes sélectives municipales ou commerciales. En effet, le coût de traitement de ces matières est habituellement plus faible par compostage et ces résidus contiennent des corps étrangers qu'il faut retirer préalablement à la digestion liquide, à cause des dommages (bri et usure prématurée) qui peuvent être causés sur l'ensemble des équipements (pompes, etc.).

Tableau 3.2 Principales caractéristiques des matières organiques d'origines municipale et ICI favorisant diverses filières de valorisation

Filière de valorisation et coût	Caractéristiques habituellement favorables	Matières organiques les plus compatibles
<b>Digestion anaérobie</b> <sup>(1)</sup> (procédés humides pour codigestion avec liquides)  Coût de traitement peu connu, en Ontario, plus de 50\$/tonne (avant frais de transport)	<ul style="list-style-type: none"> <li>substrats fermentescibles à biodégradabilité élevée (DCO élevé) riches en lipides ou protéines, d'où un potentiel méthanogène important</li> <li>substrats humides (<math>\leq 25\%</math> m.s.), de faible granulométrie (pâteux ou liquide), le plus souvent fortement odorants d'où la compatibilité avec le traitement aqueux et une perspective de revenu intéressante</li> <li>présence de corps étrangers faible ou nulle minimisant le niveau de prétraitement requis (coût)</li> <li>homogénéité, faible variabilité de quantité et de qualité, constance d'approvisionnement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>résidus agroalimentaires liquides/pâteux, riches en gras d'origine animale (résidus d'huiles et graisses, résidus d'abattoirs et de transformation de produits laitiers)</li> <li>boues (biosolides) issues du traitement d'eaux usées municipales et d'industries de transformation agroalimentaire</li> <li>résidus alimentaires séparés à la source, broyés et prétraités (tri des corps étrangers)</li> <li>végétaux herbacés contenant peu de corps étrangers et peu ligneux (gazon coupé)</li> </ul>
<b>Compostage</b>  40\$ à 80\$/tonne selon les intrants pour traitement sur aire ouverte et plus de 80\$/t pour les sites fermés (avant frais de transport)	<ul style="list-style-type: none"> <li>substrats solides hétérogènes à structure et porosité élevée, humidité faible (<math>\geq 30\%</math> m.s.), biodégradabilité moyenne (C/N optimum de 30/1)</li> <li>substrats fermentescibles et humides compatibles selon la disponibilité de matières absorbantes et structurantes permettant l'obtention d'un mélange approprié aux caractéristiques plus favorables</li> <li>odeur à minimiser, surtout sur aire ouverte</li> <li>tolérance à la présence de corps étrangers, mais niveau de traitement accru et coûts plus élevés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>résidus verts issus de l'aménagement et de l'entretien d'espaces verts résidentiels ou commerciaux (feuilles, branches, herbes coupées) et résidus forestiers (biomasse en demande pour combustion et éthanol)</li> <li>résidus alimentaires solides, hétérogènes issus de collectes sélectives, récupérés par bacs roulants ou conteneurs</li> <li>biosolides déshydratés (<math>\geq 25\%</math> m.s.) de stations municipales ou industrielles mécanisées ou de type étangs</li> </ul>
<b>Épandage direct au sol</b>  5\$ à 35\$/tonne selon les intrants et le contexte de valorisation (avant frais de transport)	<ul style="list-style-type: none"> <li>substrats à valeur fertilisante élevée (N, P) et faible C/N, biodégradable, solides ou pâteux, pouvant être temporairement stockés en amas au sol selon les exigences du GVMRF (MDDEP, 2008)</li> <li>odeur à minimiser selon le contexte de localisation</li> <li>proximité des producteurs et des sites d'épandage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>biosolides déshydratés (<math>\geq 25\%</math> m.s.) de stations municipales ou industrielles mécanisées ou de type étangs</li> <li>digestats solides ou liquides (préalablement stockés)</li> </ul>
<b>Autres filières de valorisation</b> Fabrication de biodiésel et Industrie d'équarrissage (produit d'alimentation animale et autres)	<ul style="list-style-type: none"> <li>caractéristiques se rapprochant de celles requises pour la digestion anaérobie, matières libres de contaminants, et avec spécificités recherchées pour chaque filière</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>résidus agroalimentaires solides ou liquides, riches en hydrates de carbone (sucres), lipides ou protéines selon le cas</li> </ul>

(1) Applicable seulement aux applications de codigestion à la ferme avec des lisiers; des applications industrielles de digestion anaérobie (procédés humides ou secs, souvent  $> 10\,000$  t/an) pour des matières organiques résiduelles (ex : Toronto), mais encore aucune expérience québécoise. Les procédés de digestion sont alors précédés d'une étape de prétraitement pour l'enlèvement de corps étrangers, et suivi d'un compostage pour affinage et mise en marché du digestat en compost.

De plus, la filière digestion anaérobie est également susceptible de se développer tant dans les municipalités que dans le secteur des industries agroalimentaires. Certains producteurs évaluent en effet qu'un équipement de traitement sur place (le lieu de production) représente une économie sur les frais de disposition conventionnels, principalement par enfouissement. Ils évitent ainsi les frais d'enfouissement qui, dans le cas des ICI, peuvent varier de 50 à 150\$/tonne selon la région et bénéficient de l'énergie produite sous forme de biogaz. Cet investissement peut donc s'avérer rentable dans certains cas particuliers, malgré les frais reliés au traitement du digestat. Ce dernier peut être enfoui ou valorisé, selon le cas. Au Québec, il existe quelques applications de digestion anaérobie de type industriel (boues d'épuration municipales – ex : Gatineau, Repentigny, Châteauguay, et résidus d'industries de transformation alimentaire – ex : Lassonde, Aliments Carrière).

Bien que ces applications soient limitées, l'annonce faite par le gouvernement du Québec sur son programme d'aide au financement d'immobilisations liées à la biométhanisation stimulera le développement de cette technologie au cours des prochaines années. Tel que mentionné précédemment, le gouvernement a instauré un programme qui aidera principalement les municipalités à implanter des digesteurs anaérobies dont la production de biogaz sera utilisée comme substitut au combustible ou au carburant fossile. Ce programme, destiné aux municipalités, pourrait stimuler le développement d'usines de traitement par digestion anaérobie (procédés liquides ou secs) et/ou par compostage de ce type de résidus, notamment dans les grands centres urbains (déjà prévu aux plans de gestion des matières résiduelles des agglomérations de Montréal et de Québec).

L'annonce de l'aide gouvernementale encourage les municipalités à inclure, dans leur projet, le traitement de résidus du secteur ICI (commerces, industries situés sur leur territoire par exemple), créant ainsi un contexte compétitif pour les producteurs agricoles désirant également investir dans des équipements de codigestion basés sur la réception de ces matières organiques dans une perspective de rentabilisation de leurs infrastructures. Ce soutien financier s'applique aussi aux boues de station d'épuration municipales, limitant possiblement l'accès à ces résidus dans certaines régions urbaines.

Finalement, la distance de transport et la localisation des différents producteurs et lieux de traitement pourraient être des facteurs importants. Or, sur ce point, il y a très peu d'information disponible et facilement accessible au Québec pour évaluer le potentiel dans une région donnée du Québec. Une étude plus générique serait certainement utile à l'échelle de la province. Cependant, une étude au cas par cas sera de toute façon nécessaire pour les projets qui ont déjà identifié a priori une avenue possiblement rentable pour l'utilisation du biogaz issu de la codigestion.

### **Autres paramètres à considérer dans le choix des co-substrats**

#### **Problématique des surplus de phosphore**

Dans un contexte local de surplus de phosphore, un producteur agricole intéressé par la codigestion doit prendre en compte cette problématique lors du choix des co-substrats. En effet, dans le secteur

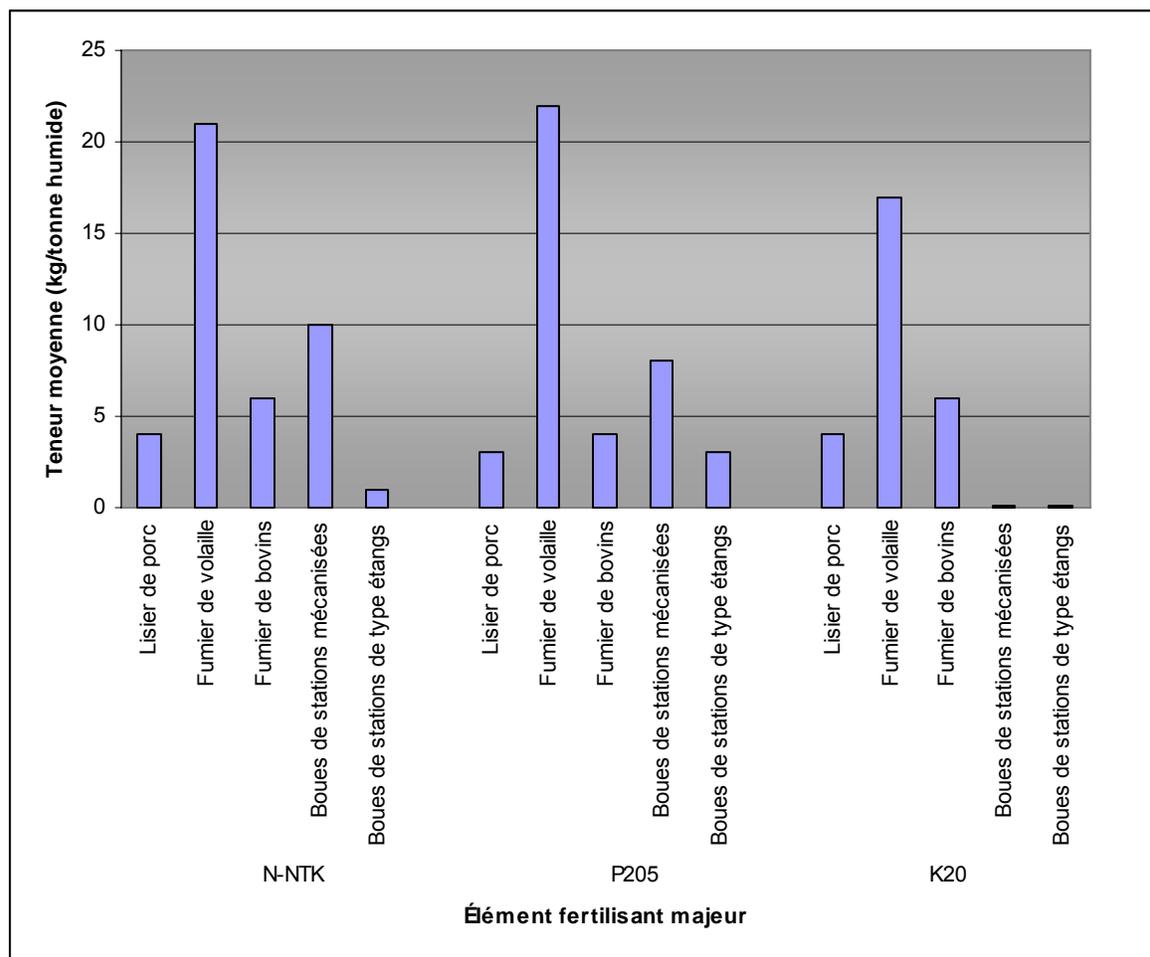
municipal et ICI, les co-substrats disponibles diffèrent considérablement du point de vue de leur teneur en phosphore. La réception de matières organiques provenant de l'extérieur de la ferme contribue à augmenter la quantité totale de phosphore à gérer, mais elle peut être limitée par une sélection de co-substrats contenant très peu de phosphore. Au contraire, dans une application de codigestion qui implique une déshydratation de la fraction solide avec affinage du digestat (ex : post-compostage) aux fins d'utilisation autre qu'à la ferme (activité non agricole), la présence de phosphore peut être avantageuse puisqu'elle augmente la valeur fertilisante et possiblement les perspectives de revenu pour le produit.

À titre indicatif, la teneur en phosphore des principaux types de matières résiduelles organiques disponibles dans le secteur municipal et ICI est :

- Résidus alimentaires (restes de table) : environ 0,5% de phosphore total (Pt);
- Résidus verts : généralement moins de 0,2 % de Pt;
- Huiles et graisses : peut être similaire au lisier ou moins élevé;
- Boues de stations d'épuration (municipales et papetières) : varie beaucoup selon le type de procédé d'épuration et le type d'eaux usées, de 0,5 à plus de 5% de Pt.

La figure suivante compare les teneurs moyennes en phosphore des lisiers et fumiers avec celles des boues municipales provenant de stations mécanisées (plus jeunes) et de station de type étangs.

Figure 3.1 Comparaison des teneurs en éléments fertilisants des lisiers, fumiers et boues



Source : Perron, V. et Hébert, M. (2007)

### 3.3.2 Opportunités et contraintes liées à la codigestion

La codigestion de résidus organiques exogènes à la ferme avec des lisiers porcins nécessite une bonne planification et une conception sur mesure afin d'assurer sa viabilité. Cette avenue présente certes des opportunités, mais également des contraintes qui sont à examiner en détails. Elle n'est pas nécessairement avantageuse pour les producteurs.

Plusieurs exemples à travers le monde ont démontré la difficulté pour un projet de la sorte d'être viable économiquement. Il va de soi qu'avant de considérer la codigestion, la faisabilité de la digestion aura été évaluée. Dans le contexte québécois, les particularités entourant l'hydro-électricité ajoutent des contraintes économiques spécifiques à la valorisation du biogaz.

Ces opportunités et contraintes sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 3.3 Résumé des opportunités et contraintes pour un projet de codigestion à la ferme

Codigestion à la ferme de résidus organiques et de lisiers	
Opportunités	Contraintes
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revenu supplémentaire provenant de la réception des intrants et augmentation de la production en méthane et donc des revenus associés au biogaz</li> <li>• La codigestion offre une nouvelle alternative de valorisation de certains résidus qui présentent des difficultés pour les filières compétitrices, notamment pour les huiles et graisses alimentaires à valeur énergétique élevée contenant peu de contaminants</li> <li>• Cas où la ferme est située à proximité d'un consommateur d'énergie et/ou d'un producteur de résidus : abattoirs, serres, industrie (ex : pâtes et papier, métallurgie) possibilité d'alliance stratégique de codigestion et d'utilisation du biogaz (voire même du digestat composté).</li> <li>• Diversification des expertises de la ferme et possibilité d'accès à d'autres marchés pour le phosphore, dans le cas d'un procédé complet avec affinage des produits</li> <li>• Pour les communautés rurales et semi urbaines en particulier, contribution à la mise en place de filières de valorisation des résidus municipaux et ICI absentes dans plusieurs régions du Québec</li> <li>• Possibilité de subventions accessibles tant au secteur agricole qu'aux autres partenaires (à valider, notamment pour le soutien annoncé par le gouvernement pour les municipalités).</li> <li>• Diminution du recours aux cultures énergétiques (si c'est l'alternative de co-substrats)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour certains co-substrats, faible compatibilité en termes de prétraitement requis (investissement supplémentaire à la réception, à l'entreposage et à la préparation des intrants, surtout au niveau de la séparation des contaminants)</li> <li>• Constance d'approvisionnement et accessibilité faible dans certains cas (répartition territoriale et transport, disponibilité dans le temps, ententes de gestion par contrats à long terme, variabilité des quantités et des caractéristiques physiques et chimiques des matières, potentiel de toxicité)</li> <li>• Nécessite un suivi plus complexe, s'il y a variabilité de la qualité, pour l'ajustement des recettes selon des caractéristiques des intrants.</li> <li>• La compétitivité avec d'autres filières de valorisation, qui est appelée à changer avec la venue de technologies émergentes, et le faible niveau de revenu possible pour certains résidus</li> <li>• Possiblement plus complexe au niveau des autorisations à obtenir, notamment pour les projets qui ne sont plus considérés comme une activité agricole et ceux assujettis à des contraintes de localisation et de suivi additionnels</li> <li>• Crée une dépendance face aux fournisseurs d'intrants extérieurs, laquelle peut être contraignante lorsque le contexte de marché réduit les quantités disponibles ou en modifie la composition (secteur industriel notamment).</li> <li>• Perspectives faibles d'augmenter la rentabilité d'un projet de digestion anaérobie (biogaz)</li> <li>• Dans le cas d'une problématique de phosphore, augmentation de la quantité phosphore à gérer</li> </ul>

## 4.0 Expérience hors Québec de codigestion

### 4.1 Cas de l'Ontario

Le développement de la filière de digestion anaérobie à la ferme, avec l'ajout de matières provenant de l'extérieur, est plus avancé en Ontario qu'au Québec. En 2007, le gouvernement ontarien a modifié le règlement 267/03 afin d'encourager les éleveurs de bétails à traiter leur lisier avec un procédé de digestion anaérobie. Ces modifications ont apporté des clarifications sur les matières qui peuvent être acceptées ainsi que sur l'entreposage et le traitement de ces matières.

Ces modifications ont préparé le terrain en annonçant la facilitation de l'obtention des certificats d'autorisation nécessaires, qui auparavant devaient être obtenus pour la réception, l'épandage du digestat ainsi que pour le transport de ces matières hors ferme, peu importe le type. Il sera donc plus facile de disposer des matières organiques résiduelles respectant certains critères environnementaux. Le certificat d'autorisation nécessaire à l'heure actuelle pour traiter des matières provenant de l'extérieur de la ferme n'est pas nécessaire si l'on reçoit moins de 5000 m<sup>3</sup> par an. Les certificats d'autorisation sont toutefois encore nécessaires pour plusieurs cas.

Un programme de rachat d'énergie verte (Feed-In Tariff Program) a été mis sur pied afin d'assurer par un contrat de 20 ans, le prix de rachat de l'électricité verte produite. En date du 30 septembre 2009, le prix de rachat d'électricité pour une production de biogaz sur ferme est de 19,5 ¢/kWh pour une production de moins de 100 kW et de 18,5 ¢/kWh pour une production de 100 à 250 kW.

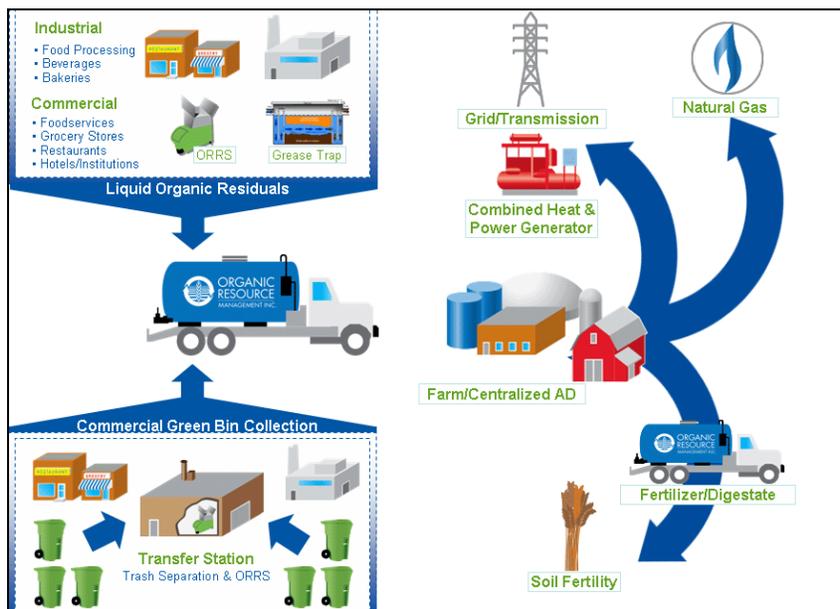
#### **Fepro/ORMI, Ontario, exemple d'application de co-digestion anaérobie sur une ferme**

Situé sur la ferme laitière de Fepro (300 bêtes) à Clobden, Ontario, le digesteur anaérobie de 500 m<sup>3</sup> est en opération depuis 2003. Il a été construit par les frères Klaesi, propriétaires de la ferme, pour la somme de 250 000 \$ (main d'œuvre partiellement incluse). L'énergie initialement produite par la digestion du fumier (8 à 9 % solide) servait à générer de la chaleur et de l'électricité à l'aide d'une génératrice de 50 kW. Le digesteur génère une économie de la consommation de l'électricité de 1 000 à 2 000 \$/mois à la ferme.

À l'été 2007, la ferme a conclu une entente avec Organic Resource Management, Inc. (ORMI) et a obtenu l'autorisation du gouvernement ontarien afin d'introduire des résidus de graisses alimentaires déshydratés provenant des ICI au digesteur anaérobie. La capacité du digesteur a été augmentée à 500kW en 2009 par ORMI et peut traiter jusqu'à 5 000 tonnes/an de graisse. Un contrat d'exclusivité d'une durée de 20 ans a été conclu entre la ferme et la corporation. Un réservoir souterrain permettant d'entreposer 50 m<sup>3</sup> de résidus organiques a été construit à l'aide d'une subvention du ministère de l'agriculture ontarien. ORMI prétraite les résidus organiques commerciaux provenant de la région d'Ottawa afin de les déshydrater jusqu'à 50 % grâce à une technologie brevetée. Cette substance a un rendement en biogaz jusqu'à 10 fois supérieur à celui du lisier.

Trois autres projets de construction sont en cours pour une capacité estimée à 2 MW.

Figure 4.1 Procédé de digestion anaérobie à la ferme Fepro, Ontario (Photo : ORM)



La technologie d'origine Suisse implantée à la ferme consiste en un cylindre elliptique de 500m<sup>3</sup> en ciment dont les murs sont isolés et le plancher peut être chauffé grâce à un réseau de tuyaux en plastique circulant de l'eau. La source de chaleur principale utilisée est le digesteur lui-même et la température maintenue est supérieure en tout temps à 40°C (phase mésophile). La réduction des odeurs lors de l'épandage du digestat est de l'ordre de 80-90% en comparaison avec celle du fumier.

Figure 4.2 Photos des installations de digestion anaérobie à la ferme Fepro, Ontario



Photo : ORM

Photo : ORM

## 4.2 Cas de l'Allemagne et de l'Autriche

L'Allemagne compte plus de 4000 digesteurs anaérobies opérés sur la ferme. Afin d'augmenter la rentabilité, plusieurs agriculteurs utilisent des cultures énergétiques dans les digesteurs. Ces cultures énergétiques sont même favorisées par l'octroi de bonus sur le prix de rachat de l'électricité produite. Cela permet d'avoir un intrant toujours disponible sur place, ayant des caractéristiques connues et ne contenant aucun contaminant. Un bonus de 0,04€/kWh est aussi disponible pour les petits agriculteurs qui utilisent au moins 30% de lisier dans leur digesteur. Les contraintes législatives rendent la codigestion avec des résidus provenant de l'extérieur de la ferme plus complexe et donc moins intéressante pour les agriculteurs.

La digestion la plus répandue en Allemagne est la digestion en réacteur vertical, en une étape, avec réservoir en béton. Depuis 1991, le développement de cette technologie a été fortement encouragé par les nombreuses politiques de rachat d'énergie verte du gouvernement. Ces politiques garantissent un prix plus élevé que le prix du marché pour toute énergie verte produite, en plus de garantir le rachat de cette énergie par l'État. Le prix de rachat est fixé par un contrat de 20 ans et dépend de la taille et de la localisation de l'installation. Le prix de rachat varie donc entre 0,08 et 0,11 €/kWh, avec des bonus pouvant aller jusqu'à 0,096 €/kWh, dont 0,056 €/kWh pour l'utilisation de plantes énergétiques ou engrais de ferme (Source : EcoRessources consultants, 2008).

En Allemagne (tout comme en Autriche), le contexte réglementaire applicable à l'implantation et l'exploitation des digesteurs anaérobies à la ferme a toutefois grandement défavorisé jusqu'à présent, la codigestion de lisiers avec des matières résiduelles organiques exogènes à la ferme (boues et résidus organiques municipaux, commerciaux et industriels). Les exigences réglementaires plus contraignantes pour les projets traitant des résidus autres qu'agricoles ont le plus souvent découragé les producteurs de développer ces avenues, et cela est particulièrement accentué dans le cas de biosolides municipaux. Cependant, la situation serait appelée à changer suite à l'exemple de la Suède qui au contraire a grandement favorisé, sur le plan réglementaire et des incitatifs financiers le développement de la codigestion de matières d'origine tant agricole que municipale et industrielle (communication personnelle, J.Barth, ECN, 2009).

Tableau 4.1 Exemple de codigestion sur une ferme allemande

Ferme	Localisation	Année de construction	Intrants	Digesteur	Cogénération	Coûts (\$ CAN)
IM BRAHM	Essen, Allemagne	2005	Lisier porc Résidus domestiques Gras, Grain	Ciment 1 205 m <sup>3</sup>	Moteur à gaz 2 x 190 kW	1 600 000 \$

En Autriche, une étude datant de 2003 et portant sur 44 fermes possédant des digesteurs a montré les caractéristiques moyennes pour les fermes opérant en codigestion, soit 93 % des 44 fermes. (source : WALLA, C, 2003). Les résultats de cette étude sont résumés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 Résumé de la digestion anaérobie sur ferme en Autriche, 2003

Statistiques sur la digestion anaérobie à la ferme en Autriche	
Nombre de fermes opérant en codigestion	41 sur les 44 étudiées
Taille moyenne	70 ha par ferme
Proportion de coopératives	15%
Moyenne de nombre d'unités animales par ferme	64 u.a.
Temps nécessaire à la planification	1 an (moyenne)
Temps nécessaire à la construction	10 mois (moyenne)
Personne en charge du projet	Expert-consultant, partenaire de l'agriculteur
Pourcentage de fermes en mode codigestion avec lisier	90 %
Pourcentage de ferme utilisant des cultures énergétiques	66%
Cultures énergétiques les plus utilisées	Maïs (1ère) et Gazon (2ième)
Temps de résidence moyen (digestion)	48 jours
Capacité électrique moyenne	77 kW
Moyenne de l'efficacité de transformation en électricité	28,5%
Moyenne de la chaleur utilisée par le procédé	27%
Moyenne de la capacité d'entreposage des intrants	6 mois

Comme en Allemagne et ailleurs dans le monde, les raisons qui ont poussé les agriculteurs autrichiens vers la digestion anaérobie sont, par ordre d'importance;

- ✓ l'amélioration de la qualité du lisier,
- ✓ l'autoproduction d'énergie,
- ✓ la diversification des revenus (plus spécifique à la codigestion),
- ✓ l'intérêt personnel et
- ✓ la gestion des odeurs.

Toujours selon cette étude, la totalité des digesteurs anaérobies présents en Autriche en 2003 étaient des digesteurs mésophiles utilisant des procédés liquides en continu. Peu d'agriculteurs utilisent une seule matière dans leur digesteur, la plupart utilisant deux ou trois intrants différents. Les co-substrats utilisés avec le lisier, sont les résidus de gras, les huiles usées et les résidus organiques municipaux séparés à la source (principalement des résidus alimentaires, avec un peu de gazon en saison). Le nombre d'heure de fonctionnement par jour est adapté au type d'intrant utilisé. Les applications de codigestion utilisant des résidus organiques municipaux nécessitent plus d'heures d'opération que ceux utilisant des cultures énergétiques, cela étant dû aux étapes de séparation des contaminants.

La codigestion sur ferme en Allemagne et Autriche est viable, grâce aux prix favorables de rachat de l'énergie et au soutien au financement initial (construction) mais que cette viabilité est fragile et nécessite une excellente conception. Les cultures énergétiques sont les co-substrats les plus utilisés à cause des incitatifs économiques directement liés à leur utilisation et le meilleur contrôle possible sur la qualité et la disponibilité de ces co-substrats comparativement aux matières résiduelles organiques.

### 4.3 Cas de la Suède

Depuis les 10 dernières années, la production de biogaz en Suède s'est beaucoup développée, visant surtout le traitement des eaux usées. En effet, près de 60% du biogaz produit à l'échelle du pays vient des usines de traitement des eaux usées. Une fraction non-négligeable, soit 10%, provient toutefois de la codigestion. La codigestion est plutôt faite à grande échelle, soit à une capacité minimale de 1000 m<sup>3</sup>, allant jusqu'à 5000 m<sup>3</sup> (taille des digesteurs).

La codigestion à la ferme est plus rare (8 cas en 2008), mais génère un intérêt grandissant. En général, les digesteurs suédois sont mésophiles, de relativement petite échelle, entre 100 et 500 m<sup>3</sup>. La plupart des fermes chauffent leurs bâtiments avec la chaleur de combustion du biogaz, et produisent de l'électricité utilisée sur le site et/ou vendue au réseau de distribution national.

Les politiques de rachat de l'électricité provenant de biogaz en Suède ne sont pas les plus favorables, ce qui poussent les agriculteurs à développer cette technologie plutôt par souci d'autonomie au niveau de l'électricité et du chauffage, de la valorisation des lisiers, ainsi que pour la purification du biogaz. (Swedish Gas Association, 2008). La digestion anaérobie du lisier intéresse particulièrement étant donné qu'après la méthanisation il est plus facile de contrôler la concentration en azote, et ainsi améliorer la fertilisation en plus de réduire les coûts d'achat d'engrais de synthèse. Concrètement, le lisier traité est plus facile à épandre car il est plus liquide et il émet moins d'odeurs lors de l'épandage.

La valorisation de l'énergie thermique devient donc la clef de voute d'un projet de codigestion sur ferme. Les projets en cours qui réussissent à utiliser cette chaleur en remplacement d'une autre source telle l'huile ou le gaz naturel augmentent de beaucoup leur rentabilité.

Par ailleurs, des projets de transformation du biogaz en carburant liquide sont de plus en plus nombreux en Suède étant donné que le pays produit déjà en majorité de l'électricité verte (nucléaire et hydroélectricité). Le remplacement du pétrole utilisé dans les véhicules s'avère donc le meilleur moyen de valoriser le biogaz du point de vue environnemental. Il existait en 2008, 34 usines de valorisation du biogaz injectant le biogaz purifié dans le réseau de gaz naturel ou le transformant en biocarburant (source : Petersson, A., 2008). Un résumé d'une installation suédoise est fourni dans le tableau 4.3. Notons particulièrement l'usine modèle de Västerås, une usine gérée par un consortium regroupant agriculteurs, sociétés publiques et syndicat (tableau 4.4).

Tableau 4.3 Exemple de codigestion sur une ferme suédoise

Ferme	Localisation	Année de construction	Intrants	Digester	Cogénération	Coûts (\$ CAN)
Hagavik	Malmo, Suède	2003	Fumier de poulet Résidus alimentaires	450 m <sup>3</sup>	Turbine à gaz 100 kW	600 000 \$

Tableau 4.4 Cas de Västerås, Suède

**Västerås, Suède, exemple d'application de la digestion anaérobie en milieu urbain**

L'usine de méthanisation de Västerås, en Suède, a été construite dans le cadre du 5<sup>ème</sup> programme de la Communauté Européenne pour des actions de recherche, de développement technologique et de démonstration (1998-2002) avec la participation du gouvernement de la Suède. Elle représente un investissement de 26,4M\$. Quoiqu'elle opère à très grande échelle et ne co-digère pas de lisiers, elle demeure un exemple intéressant d'application.

L'usine traite environ 14 000 t/an de matières résiduelles organiques triées à la source provenant de 144 000 ménages, 4 000 t/an de boues et graisses et 5 000 t/an de cultures herbacées. Elle produit 23 000 MWh/an de biogaz épuré pour utilisation comme carburant dans des véhicules adaptés et 21 000 t/an de digestat (Ros Roca et Agropti-Gas, 2006).

Les partenaires suivants gèrent cette installation :

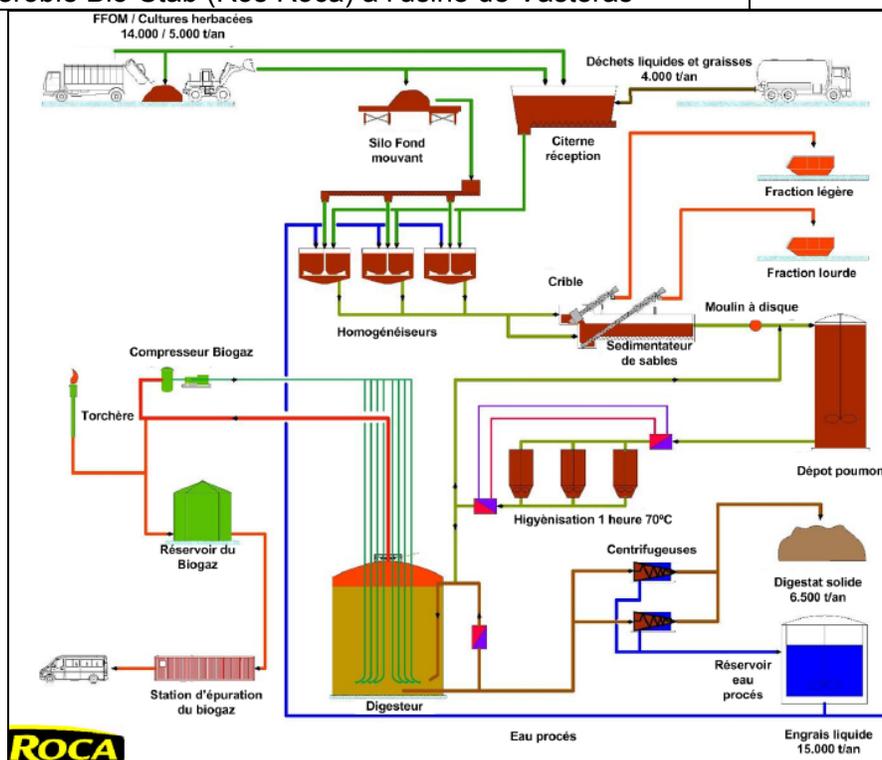
- 1- Syndicat de traitement des déchets (40%)
- 2- La Société Publique de l'énergie (20%)
- 3- La société Publique d'autobus (20%)
- 4- 17 agriculteurs locaux (20%)
- 5- L'association des agriculteurs (20%)



Station d'épuration du biogaz

Photos : Ros Roca et Agropti-Gas

La figure ci-dessous montre le diagramme de flux du procédé de digestion anaérobie Bio-Stab (Ros Roca) à l'usine de Västerås



## 5.0 Conclusion

Au Québec, on estime que la quantité de matières résiduelles organiques susceptibles de présenter un intérêt pour la codigestion à la ferme pour les producteurs de porcs serait annuellement de plus 3 millions de tonnes. Cela comprend environ 1,3 millions de tonnes de résidus organiques solides provenant des municipalités et probablement plus de 1 million de tonnes (quantité peu connue, estimation) de résidus alimentaires variés, issus du secteur des industries, commerces et institutions (ICI). À ce potentiel s'ajoutent les biosolides municipaux (près de 900 000 tonnes humides), les plus intéressants étant ceux provenant des stations d'épuration municipales mécanisées.

Or, de ces quantités potentielles, peu de matières résiduelles organiques (sauf les biosolides) sont présentement accessibles, puisque les municipalités et les commerces commencent à peine à offrir des collectes sélectives de ces matières organiques triées à la source. Par ailleurs, la disponibilité à venir est difficile à évaluer puisqu'elle dépend d'une multitude de facteurs qui influencent la participation des citoyens et des commerçants à la récupération à la source des résidus organiques. On estime que 60% des quantités produites pourraient être récupérées et dirigées vers des filières de traitement par compostage et digestion anaérobie principalement. En 2006, sur un potentiel récupérable de plus de 1 million de tonnes, c'est environ 150 000 tonnes de résidus organiques, résidus verts et résidus alimentaires, qui ont été collectés pour compostage.

La disponibilité de ces matières organiques triées à la source est donc à venir et l'échéancier de mise en œuvre des collectes est difficile à prévoir puisqu'il a été jusqu'à présent stimulé par des mesures incitatives plutôt que par réglementation ou à cause d'un contexte économique ou social favorable à la valorisation (les coûts de l'enfouissement et la pression sociale ne sont pas encore assez élevés). Les principales contraintes pour la codigestion de matières organiques solides sont, la présence de corps étrangers (plastique, verre, métal) qui augmente le coût de traitement, la disponibilité réduite dans le contexte actuel (quantité et logistique des contrats de gestion à long terme) et la demande créée par d'autres filières de valorisation.

L'analyse indique que ce sont surtout les résidus organiques d'origines animales et végétales faiblement contaminés qui présentent le plus d'intérêt pour la codigestion à la ferme. Ils sont produits par l'industrie de transformation agroalimentaire et le commerce de distribution alimentaire. D'une part ces matières offrent le plus fort potentiel d'augmentation de la production de méthane du lisier. D'autre part, certains résidus sont déjà séparés à la source et disponibles dans la mesure où ils présentent moins de valeur pour d'autres filières de valorisation (compostage, biodiésel, alimentation animale, épandage agricole). Ils sont récupérés sous forme semi-liquides, contiennent des graisses animales et végétales et d'autres résidus d'aliments. Ils constituent une matière fermentescible à valeur énergétique intéressante, mais non optimale pour la production de biocarburants. Difficiles à gérer par compostage, ces résidus pourraient générer des revenus contribuant à la rentabilisation d'une filière de codigestion (possiblement plus de 50\$/tonne, mais difficile à établir dans le contexte de marchés actuel peu développé).

Cependant, il y a très peu d'information qui permet de statuer clairement sur ce potentiel, notamment à cause du peu d'inventaire et d'analyse réalisés sur la disponibilité de ces résidus par région du Québec. Finalement, le soutien gouvernemental à la production de bioénergie, notamment pour la biométhanisation par les municipalités, pourrait créer un contexte compétitif défavorable à la filière de codigestion à la ferme de résidus organiques industriels, commerciaux et municipaux. Une analyse plus exhaustive est recommandée avant de conclure sur l'intérêt de développer cette avenue de façon générale au Québec.

Dans le contexte actuel, les perspectives les plus intéressantes sont probablement liées à des situations particulières de développement de projets agricoles ayant déjà une avenue rentable d'utilisation énergétique du biogaz. La réception de résidus agricoles ne serait donc pas la base de la rentabilité du projet, mais contribuerait plutôt à l'améliorer. Une étude spécifique, au cas par cas, est recommandée.

## 6.0 Liste des références

- AD NETT (2005). *Potential substrates for co-digestion*. The European anaerobic digestion network  
[http://www.adnett.org/haupt\\_codigestion\\_substrates.html](http://www.adnett.org/haupt_codigestion_substrates.html)
- ALASTRISTE-MONDRAGON, F. and al. (2006). *Anaerobic Codigestion of municipal; farm and industrial organic wastes : A survey of recent literature*. Water Environment Research, vol. 78, no 6. pp. 607-636.
- ANGELIDAKI, I. et ELLEGAARD, L. (2005). *Anaerobic Digestion in Denmark: Past, Present, and Future*. Water Science and Technology.
- BIORESOURCE TECHNOLOGY, (2007) *Characterization of food waste as feedstock for anaerobic digestion* 929-935.
- BIOTERRE SYSTEMS. (2004). *Traitement anaérobie à basse température du lisier de porc et valorisation énergétique du biogaz*.
- BORDA, B. CORDSEN, T. (2008) *800 New biogas plants to be constructed in 2009, BORDA did pioneer work in the late 70s*.
- BUEHLER C. (2009). Organic Resources Management, Avril 2009, ORMI Increases Organic Residual shipments to Klaesi Anaerobic Digester.
- CASTAING, J. et al. (2002) *Digestion anaérobie de lisiers de porcs en mélange avec des déchets agro-industriels*, Journées de la Recherche Porcine. vol 34, pp. 195-202.
- CTAC (2009). Conseil de la transformation agroalimentaire et des produits de consommation.  
<http://www.conseiltac.com>
- DEBRUYN, J. (2008) *Occasions de production de biogaz pour les agriculteurs de l'Ontario*. Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario. Agrowebinaire - 17 novembre 2008.
- ECORESSOURCES CONSULTANTS (2008). *Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier*. 152 p.
- FISCHER, T (2002). *Farm-scale biogas plants*. Krieg & Fischer Ingenieure GmbH, R&D Center, Kolon Engineering and Construction Co. [www.kriegfischer.de](http://www.kriegfischer.de)
- GEOMATRIX 2008, *Final Report for the Study of Food-Based Inputs for Biogas Systems in Ontario*.
- HEBERT, M. (2003). *Contrôle de qualité indépendant des matières résiduelles fertilisante*, partie II.
- HEBERT, M. (2005) *Pathogènes dans les biosolides municipaux et autres MRF : normes et critères de bonnes pratiques*, Agrosol Ressources.  
[http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/ER\\_UPA\\_microproduction\\_19%20nov%20cdaq.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/ER_UPA_microproduction_19%20nov%20cdaq.pdf)  
[http://www.iewonline.be/IMG/pdf/Feuille\\_de\\_route\\_BIOMETHANISATION.pdf](http://www.iewonline.be/IMG/pdf/Feuille_de_route_BIOMETHANISATION.pdf)  
[http://www.qc.ec.gc.ca/dpe/Francais/dpe\\_main\\_fr.asp?innov\\_fiche\\_200409a](http://www.qc.ec.gc.ca/dpe/Francais/dpe_main_fr.asp?innov_fiche_200409a)  
<http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/Upload/Publications/Fiche-compost.pdf>

- IWMB (2006). *Waste disposal and diversion findings for selected industry groups; Targeted state wide waste characterization study*. Préparé par Cascadia Group pour Integrated Waste Management Board (California environmental protection agency), 121p.
- MDDEP (2008). *Bilan 2007 de la valorisation des matières résiduelles fertilisantes*.
- MDDEP (2008a). *Guide sur la valorisation des matières résiduelles fertilisantes* ou GVMRF.
- MDDEP (2008b). *Lignes directrices pour l'encadrement des activités de compostage*.
- MORIN P. (2009). *Economic and environmental assessment on the energetic valorisation of organic material for a municipality in Quebec, Canada*.
- PERRON, V. et HÉBERT, M (2007). *Caractérisation des boues d'épuration municipales, paramètres agronomiques*.
- PETERSSON, A. (2008) *Biogas from an international perspective*. Swedish Gas Center, [http://www.sgc.se/dokument/Biogas\\_International\\_Perspective.pdf](http://www.sgc.se/dokument/Biogas_International_Perspective.pdf)
- RECYC-QUÉBEC et Éco Entreprises Québec. *Caractérisation des matières résiduelles du secteur résidentiel au Québec 2006-2007*. 270 p.
- RECYC-QUÉBEC. (2004). *Filière des matières compostables : Plan stratégique*. 25 p.
- RECYC-QUÉBEC. (2006). *Bilan 2006 de la gestion des matières résiduelles au Québec*. 28 p.
- RECYC-QUEBEC. (2008). *Fiche d'information : Les composts*.
- RECYC-QUÉBEC-DESSAU-NI ENVIRONNEMENT (2007). *Caractérisation des matières résiduelles du secteur résidentiel au Québec 2006-2007*. 105 p.
- ROS ROCA, AGROPTI-GAS. (2006). 2<sup>ième</sup> États généraux de la méthanisation.
- SERRENER CONSULTATION INC. (1989). *Caractérisation des déchets industriels, commerciaux et institutionnels de Montréal*.
- SOLINOV (2006). *Guide sur la collecte et le compostage des matières organiques du secteur municipal* : Document technique de RECYC-QUÉBEC réalisé par SOLINOV.
- SWEDISH GAS ASSOCIATION. (2008). *Biogas from manure and wastes products – Swedish case studies*. Swedish Gas Center, 119 p.
- WALLA, C. et SCHNEEBERGER, W. (2003). *Survey of farm biogas plants with combined heat and power production in Austria*. International Nordic Bioenergy 2003 conference. 5 p.



## Annexe A

Municipalités effectuant en tout ou en partie la collecte  
des matières organiques alimentaires



Tableau A-1 Municipalités effectuant en tout ou en partie la collecte des matières organiques alimentaires

Région	Organisme municipal
01 Bas-Saint-Laurent	MRC les Basques : Municipalité de Notre-Dame des Neiges MRC de Kamouraska : Ville de La Pocatière, Saint-Pascal et Saint-Bruno MRC Rivière-du-Loup : Municipalité de l'Isle-Verte
03 Capitale-Nationale	MRC Charlevoix : Ville de Baie-Saint-Paul MRC La Jacques-Cartier, La Côte-de-Beaupré et L'Île-d'Orléans (pilotes) MRC Portneuf : Municipalité de Saint-Raymond Ville de Québec
05 Estrie	MRC Coaticook (collecte implantée à l'ensemble des 12 municipalités membres) MRC Le Granit : Ville de Lac-Mégantic MRC Le Haut-Saint-François : Municipalité d'Ascot Corner MRC Memphrémagog : Canton d'Orford (pilote), Village de Ayer's Cliff, Canton de Stanstead, Ville de Stanstead et Municipalité de Sainte-Catherine-de-Hatley, Municipalité de Ogden, North Athley Ville de Sherbrooke
06 Montréal	Ville de Côte-Saint-Luc Ville de Pointe-Claire Ville de Westmount Ville de Montréal : Arrondissement Plateau
8 Abitibi-Témiscamingue	MRC Abitibi : Municipalité de Landrienne
11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Municipalité des Îles-de-la-Madeleine
12 Chaudière-Appalaches	MRC Appalaches : Ville de Disraeli
13 Laval	Ville de Laval
14 Lanaudière	MRC Matawinie : Municipalité de Saint-Félix-de-Valois, Municipalité de Rawdon, Municipalité de Chertsey, Municipalité d'Entrelacs, Municipalité de Saint-Donat et Municipalité de Notre-Dame de la Merci MRC Montcalm (collecte implantée à l'ensemble des 11 municipalités membres) MRC de l'Assomption : Ville de L'Assomption
15 Laurentides	MRC Deux-Montagnes : Municipalité de Saint-Placide MRC Argenteuil : Municipalité de Saint-André-d'Argenteuil Ville de Lachute, Ville de Brownsburg-Chatham
16 Montérégie	MRC Acton et MRC Maskoutains (collecte implantée à l'ensemble des 22 municipalités membres de la Régie intermunicipale de gestion des déchets de la région maskoutaine) MRC Roussillon : Municipalité de Saint-Mathieu
17 Centre-du-Québec	MRC Arthabaska : Municipalité de Tingwick, Saint-Norbert-d'Arthabaska, Norbertville, Saint-Christophe-d'Arthabaska, Victoriaville, Warwick, Saint-Valère, Saint-Rosaire, Sainte-Anne-du-Sault, Daveluyville, Maddington, Saint-Louis-de-Blandford MRC Drummond : Ville de Drummondville

Source : RECYC-QUÉBEC, juin 2009 <http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/upload/publications/general/Liste-Mun-coll-alim.pdf>



## Annexe B

Caractéristiques physico-chimiques typiques des résidus  
alimentaires triés à la source (restes de table)



Tableau B-1 Composition physico-chimique des résidus alimentaires

Components	Unit	Average value (standard deviation)
Total solids (TS)	% (w.b.)	30.90 (0.07)
Volatile solids (VS)	% (w.b.)	26.35 (0.14)
Fixed solids (FS)	% (w.b.)	4.54 (0.21)
VS/TS	%	85.30 (0.65)
C (Total)	% (d.b.)	46.78 (1.15)
N (Total)	% (d.b.)	3.16 (0.22)
P (Total)	% (d.b.)	0.52 (0.08)
K	% (d.b.)	0.90 (0.11)
Ca (Total)	% (d.b.)	2.16 (0.29)
Mg (Total)	% (d.b.)	0.14 (0.01)
S (Total)	ppm <sup>a</sup>	2508 (87)
NH <sub>4</sub> -N	ppm	973 (571)
NO <sub>3</sub> -N	ppm	118 (80)
Al	ppm	1202 (396)
Fe (Total)	ppm	766 (402)
B (Total)	ppm	12 (1)
Zn (Total)	ppm	76 (22)
Mn (Total)	ppm	60 (30)
Cu (Total)	ppm	31 (1)
Cd	ppm	<1
Cr	ppm	3 (1)
Pb	ppm	4 (3)
Ni	ppm	2 (1)

<sup>a</sup> Note: Based on wet base.

Source: Bioresource Technology (2007)

