

MISE EN VALEUR DU BIOGAZ DES USINES
DE BIOMÉTHANISATION DE MONTRÉAL :
PERSPECTIVES, ANALYSES ET RECOMMANDATIONS

par
Éric Pinard

Essai présenté au Centre Universitaire de Formation en Environnement en vue de
l'obtention du grade de maître en environnement (M. Env.)

Sous la direction de Marc Olivier

CENTRE UNIVERSITAIRE DE FORMATION EN ENVIRONNEMENT
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Montréal, Québec, Canada, 15 septembre 2011

SOMMAIRE

Mots clés : biométhanisation, digestion anaérobie, biogaz, biométhane, énergie renouvelable, biocarburant, gaz naturel, matières résiduelles, cogénération, matières organiques.

Le 1^{er} février 2010, les gouvernements du Québec et du Canada ont annoncé leur appui financier à la construction de deux usines de biométhanisation à Montréal. L'utilisation du biogaz issu de la fermentation des matières organiques résiduelles de ces bioréacteurs est l'objet de cet essai et l'objectif est de déterminer la voie de mise en valeur optimale en appliquant une méthode d'analyse multicritère dans une perspective de développement durable. Le biogaz est principalement un mélange de méthane et de dioxyde de carbone. Le biogaz brut s'apparente à certains gaz naturels et le biogaz peut être purifié en biométhane, un produit assimilable au gaz naturel. De ces propriétés chimiques et transformations possibles découlent de vastes possibilités de mise en valeur du biogaz. À la simple production de chaleur ou d'électricité, s'ajoutent de variantes possibles quant à l'utilisation de l'énergie finalement produite. Par exemple, la mise en valeur comme carburant est possible sous forme de biométhane comprimé ou liquide, ainsi que sous forme de méthanol. En résumé, les modes de mise en valeur par la chaleur, par l'électricité, par l'insertion du biométhane dans le réseau de gaz naturel, par la production d'un biocarburant et par l'utilisation comme intrant pour l'écologie industrielle ont été explorés. Les résultats démontrent que le mode de mise en valeur le plus performant est l'utilisation du biogaz pour la production de biométhane carburant comprimé pour véhicule. La performance du mode carburant est attribuable à plusieurs éléments : son potentiel de substituer les énergies fossiles et d'ainsi diminuer la production de gaz à effet de serre et l'acidification; la diminution des polluants atmosphériques et l'amélioration de la qualité de vie en corollaire; sa capacité de responsabilisation citoyenne au tri des matières résiduelles; son efficacité énergétique; et son potentiel de stimulation de l'économie québécoise. Le mode carburant a toutefois moins bien performé en ce qui a trait à la rentabilité et la complexité, critères pour lesquelles la cogénération obtenait les meilleurs résultats.

REMERCIEMENTS

J'aimerais remercier mon directeur d'essai, Marc Olivier, de m'avoir guidé vers cette thématique d'étude, ainsi que pour sa patience et générosité.

J'aimerais remercier tous les chercheurs et auteurs qui ont collectivement bâti un réseau d'informations sur la biométhanisation, dans lequel j'ai pu m'aventurer et puiser.

Je remercie aussi tous les gens qui ont participé à l'arrivée de la biométhanisation au Québec, en particulier aux fonctionnaires du ministère de l'Environnement, du Développement durable et des Parcs pour leur investissement dans cette voie de mise en valeur des matières organiques.

Enfin, je remercie ma famille pour leur aide précieuse et j'aimerais particulièrement remercier ma conjointe, qui m'a soutenu tout au long de la rédaction de cet essai.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
1 FONDEMENTS	4
1.1 BIOMÉTHANISATION À MONTRÉAL	4
1.1.1 <i>Esquisse du projet.....</i>	<i>4</i>
1.1.2 <i>Scénarios de gestion des résidus organiques</i>	<i>6</i>
1.2 RUDIMENTS DE LA BIOMÉTHANISATION	7
1.2.1 <i>Intérêts inhérents.....</i>	<i>9</i>
1.3 PROBLÉMATIQUES, ENJEUX ET OBJECTIFS	10
1.3.1 <i>Résidus – de l’enfouissement de la consommation à la mise en valeur</i>	<i>11</i>
1.3.2 <i>Énergie renouvelable dans le paysage urbain.....</i>	<i>13</i>
1.4 ÉTATS DES LIEUX DE LA GESTION DES RESIDUS ORGANIQUES A MONTREAL.....	14
1.4.1 <i>Gestion des matières organiques.....</i>	<i>14</i>
1.4.1 <i>Bilan des résidus organiques.....</i>	<i>16</i>
1.4.2 <i>Potentiel énergétique.....</i>	<i>17</i>
2 MÉTHODOLOGIE.....	18
2.1 PORTÉE DE L’ANALYSE.....	18
2.2 ANALYSE.....	19
2.2.1 <i>Démarche méthodologique</i>	<i>19</i>
2.2.2 <i>Techniques et outils d’analyse</i>	<i>19</i>
2.3 CRITÈRES D’ANALYSE.....	21
2.3.1 <i>Critères environnementaux.....</i>	<i>21</i>
2.3.2 <i>Critères sociaux.....</i>	<i>22</i>
2.3.3 <i>Critères économiques.....</i>	<i>23</i>
2.3.4 <i>Critères techniques.....</i>	<i>23</i>
3 MISE EN VALEUR DU BIOGAZ	24
3.1 THERMIQUE	24
3.1.1 <i>Aspects techniques et application</i>	<i>24</i>
3.1.1 <i>Cogénération.....</i>	<i>26</i>
3.2 ÉLECTRICITÉ.....	27
3.2.1 <i>Cas existants.....</i>	<i>27</i>

3.2.2	<i>Contraintes spécifiques</i>	28
3.2.3	<i>Électrification des transports</i>	29
3.3	INSERTION DANS LE RESEAU DE GAZ NATUREL	30
3.3.1	<i>Cas existants</i>	31
3.3.2	<i>Transformation du biogaz pour l'insertion</i>	32
3.3.3	<i>Techniques d'épuration et d'enrichissement du biogaz</i>	34
3.4	BIOGAZ CARBURANT.....	37
3.4.1	<i>Biocarburants</i>	37
3.4.2	<i>Véhicule au gaz naturel</i>	41
3.4.3	<i>Biométhane carburant</i>	43
3.4.4	<i>Méthanol carburant</i>	46
3.4.1	<i>Piles à combustible</i>	48
3.5	INTRANT POUR L'ÉCOLOGIE INDUSTRIELLE.....	49
3.5.1	<i>Méthanol et biométhanol</i>	50
4	ANALYSE DES MODES DE MISE EN VALEUR DU BIOGAZ	53
4.1	MODES DE MISE EN VALEUR A MONTREAL.....	53
4.2	ANALYSE MULTICRITÈRE	54
4.2.1	<i>Substitution des énergies fossiles</i>	54
4.2.2	<i>Production responsable</i>	57
4.2.3	<i>Participation citoyenne</i>	58
4.2.4	<i>Qualité de vie</i>	60
4.2.5	<i>Rentabilité financière</i>	60
4.2.6	<i>Efficacité économique</i>	65
4.2.7	<i>Efficacité énergétique</i>	67
4.2.8	<i>Complexité</i>	68
4.3	RÉSULTATS ET DISCUSSION	69
5	EMPLACEMENT	72
6	RECOMMANDATIONS	78
	CONCLUSION	80
	RÉFÉRENCES	82

BIBLIOGRAPHIE	98
ANNEXES	101
ANNEXE 1 LES CONTAMINANTS DU LIXIVIAT	102

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure 1.1 Scénarios de traitements des matières résiduelles.....	6
Figure 4.1 Émissions de GES évitées	56
Figure 4.2 Procédé de méthanisation Valorga.....	61
Figure 5.1 Carte du réseau gazier dans la région de montréal	74
Figure 5.2 Carte de l'Agglomération de Montréal	75
Tableau 2.2 L'outil d'analyse.....	20
Tableau 3.3 Influence de la composition sur la qualité du biogaz de décharge	34
Tableau 4.1 Analyse des modes de mise en valeur	55
Tableau 4.2 Coût de mise en valeur versus prix de vente.....	65
Tableau 4.3 Efficacité énergétique.....	67
Tableau 4.4 Résumé des résultats	69
Tableau 5.1 Caractéristiques des villes et arrondissements de l'Agglomération	73

LISTE DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

3RV-E	Réduction à la source, réemploi, recyclage, valorisation et élimination
ACCR	Association canadienne de combustibles renouvelable
ACV	Analyse de cycle de vie
ACVGN	Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel
AFDC	<i>Alternative Fuels and Advanced Vehicles Data Center</i>
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Fr)
AFSSET	Agence française de sécurité sanitaire, de l'environnement et du travail
APESA	Association pour l'environnement et la sécurité aquitaine
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CMM	Communauté métropolitaine de Montréal
CNUCED	Conférences des Nations unies sur le commerce et le développement
COVSi	Composés organiques volatils siliciés
CQB	Conseil québécois du biodiesel
CUFE	Centre universitaire de formation en environnement
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (États-Unis)
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (États-Unis)
GES	Gaz à effet de serre
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel véhicule
GrDF	Gaz réseau Distribution France
ICI	Industries, commerces et institutions
LET	Lieu d'enfouissement technique
LES	Lieu d'enfouissement sanitaire
MDDEP	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
MEEDDM	Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement (Fr)
MI	<i>Methanol Institute</i>
MRNF	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
MTBE	Méthyl tert-butyl éther

OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PACC	Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques
PDGMR	Plan directeur de gestion des matières résiduelles
PMGMR	Plan métropolitain de gestion des matières résiduelles
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
RO	Résidus organiques
RU	Résidus ultimes
RM	Résidus mélangés
STM	Société des transports de Montréal
UFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
USDA	Département de l'Agriculture des États-Unis
UQAM	Université du Québec à Montréal
VGN	Véhicule au gaz naturel
VMS	<i>Volatil Methyl Siloxane</i>

Btu	<i>British thermal unit</i>
kW	Kilowatt (1000 watts)
kWh	Kilowatt heure
MW	Mégawatt (1000 kilowatts)
Mt	Million de tonnes
Mm ³	Million de mètres cubes
GWh	Gigawatt heures
t.m.	Tonnes métriques
TWh	Térawatt heure

INTRODUCTION

À l'ère de l'énergie du carbone fossile, le Québec a décidé de s'engager sur la voie de la biométhanisation des résidus organiques municipaux et de la production d'une énergie renouvelable propre pouvant se substituer au gaz naturel. La biométhanisation est un procédé de fermentation de la matière organique permettant de produire un biogaz à contenu énergétique élevé, assimilable à certains gaz naturels bruts, qui peut être valorisé énergétiquement. Il peut servir au chauffage, à la production d'électricité, comme carburant dans les véhicules ou comme intrant de multiples procédés industriels. Le procédé de biométhanisation permet aussi de fournir un digestat de haute qualité, assimilable à du compost valorisable sur les terres agricoles.

Dans les prochaines années, Montréal emboîtera le pas à Saint-Hyacinthe et Rivière-du-Loup, qui ont déjà commencé à produire du biogaz dans des bioréacteurs construits dans ce but. La récupération du biogaz ne date pas d'hier. En industrie, les matières organiques sont fermentées afin d'alimenter en gaz les brûleurs et les chaudières. Dans les lieux d'enfouissement, le biogaz produit est capté et utilisé pour produire de l'électricité ou simplement brûlé par des torchères. En Europe, depuis les années 60, le milieu agricole fermente ses résidus organiques pour produire de l'énergie et dans les années 80, les premiers projets centralisés et municipaux font leur apparition (Raven and Gregersen, 2007). En fait, il est raconté que les premières utilisations du biogaz remontent au XVI^e siècle en Perse où il était utilisé pour chauffer l'eau des bains (Meulepas *et al.*, 2005).

La biométhanisation sert deux causes : la diminution de l'enfouissement des matières résiduelles et la production d'énergie renouvelable. L'enfouissement des déchets, bien qu'elle présente des aspects pratiques, comporte de nombreux inconvénients qui peuvent être évités en appliquant d'autres modes de gestion. Et, la production d'énergie s'insère dans une mouvance de recherche de solution de rechange aux énergies fossiles. Le pétrole, véritable élément vital de l'économie moderne, s'est révélé être la cause de nombreux problèmes environnementaux : mauvaise qualité de l'air, changement climatique et ainsi de suite. La ville, centre géographique de la civilisation globale, est soutenue par les hydrocarbures. Une solution élégante aux problèmes énergétiques est l'exploitation de sources d'alimentation d'énergies internes, comme le biogaz.

Alors que Montréal a déjà fait un premier pas dans la bonne direction, le choix de l'usage du biogaz reste à faire. Aiguillonner ce choix et suggérer une voie de mise en valeur optimale sont les objectifs de cet essai, soit d'offrir au lecteur une perspective globale des possibilités de mise en valeur du biogaz en le situant dans le contexte actuel de la gestion de matières résiduelles, du développement des énergies alternatives et du transport durable.

Pour atteindre cet objectif, six chapitres seront développés. Le premier d'entre eux présentera les fondements de l'essai, soit les éléments d'informations nécessaires pour situer le projet montréalais dans son contexte actuel. Dans ce chapitre, seront décrits le projet de biométhanisation, les différents scénarios de gestion des matières résiduelles considérées par la Ville et, de manière synthétique, les rudiments de la production de biogaz, tels les techniques de production et les réactions chimiques en cause. Seront aussi vu l'état actuel de la gestion résidus organiques, les problématiques et enjeux fondamentalement reliés à la biométhanisation, ainsi que les objectifs du gouvernement en la matière.

Le deuxième chapitre décrit la méthodologie, les critères et la portée de l'analyse. Les critères ont été élaborés pour refléter les objectifs et politiques du gouvernement, ainsi que les enjeux et les principes du développement durable. L'outil d'analyse retenu pour mettre en évidence les options optimales est l'évaluation multicritère de somme pondérée avec agrégation totale sous forme de tableau.

Le troisième chapitre est le plus exhaustif, car il identifie les cinq modes, ou filières, de mise en valeur du biogaz : thermique, électrique, insertion dans le réseau de gaz naturel, carburant véhicule et intrant dans un procédé industriel. Chaque section décrit les projets existants et les aspects techniques du type de mise en valeur. Le mode de mise en valeur thermique, par exemple, décrit les aspects techniques de l'utilisation du biogaz pour le chauffage et la cogénération, alors que le mode électrique décrit les contraintes spécifiques à la production d'électricité et l'utilisation possible pour l'électrification des transports. La section sur le biogaz carburant introduit les biocarburants et contient des sections sur le gaz naturel, le méthanol carburant et les piles à combustible. La dernière section traite surtout de l'utilisation du méthanol comme intrant dans des procédés industriels.

Le quatrième chapitre analyse les modes de mise en valeur dans une perspective de développement durable en évaluant la performance des modes de mise en valeur pour chacun des critères et présente les résultats de l'analyse. Voici les critères retenus : substitution des énergies fossiles, production responsable, responsabilisation citoyenne, qualité de vie, rentabilité financière, efficacité économique, efficacité énergétique et complexité. Le cinquième chapitre réévalue les emplacements choisis par la Ville de Montréal en procédant à une analyse des arrondissements optimaux selon des facteurs liés aux modes de mise en valeur et à la production de biogaz. Finalement, le sixième chapitre apporte des recommandations sur le mode de mise en valeur optimal et la mise en œuvre de la méthanisation.

Ces chapitres ont été écrits dans un esprit de continuité avec deux essais publiés l'an dernier par des collègues du Centre de formation universitaire en environnement (CUFE). Certaines sections de l'essai sont faites de manière synthétique afin d'éviter les répétitions. Le premier, de Lima Amarante (2010), trace un portrait détaillé des technologies de digestion anaérobie actuellement en utilisation à travers le monde et présente les avantages et désavantages de ces technologies. Le deuxième, de Perron (2010), évalue le potentiel énergétique de biogaz au Québec. L'essai a aussi une section portant sur les utilisations du biogaz, qui indique favoriser quatre usages : l'utilisation thermique par combustion, l'injection dans le réseau de gaz naturel, la cogénération et la production de carburant.

Nombreuses sources d'informations provenant du domaine de l'énergie renouvelable, des matières résiduelles, des biocarburants et du biogaz ont été utilisées dans la production de cet essai. De ces sources, il y a peu d'études se concentrant sur la mise en valeur du biogaz, bien que plusieurs étudient spécifiquement la méthanisation. Deux études de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ont été particulièrement utiles lors de l'analyse, car ils étudient la mise en valeur du biogaz spécifiquement, soit celle de Ernst et Young (2010) et Wenisch et Monier (2007). C'est aussi le cas d'un article d'Applied Energy de Pöschl *et al.* (2010). D'autres sources importantes ont été une *Étude comparative des technologies de traitement des résidus organiques et des résidus ultimes applicables à la région métropolitaine de Montréal* de SNC-Lavalin, Solinov et le Ciraig (2007) et les rapports du groupe Biogasmax, surtout celle de Lindner *et al.*, 2010.

1 FONDEMENTS

Plusieurs éléments indispensables à la compréhension du sujet de la biométhanisation à Montréal seront exposés dans ce chapitre : le projet de biométhanisation issu de la collecte sélective montréalaise; les rudiments techniques de la biométhanisation; les problématiques de la gestion des matières résiduelles et du passage aux énergies renouvelables, ainsi que les politiques gouvernementales qui s'en préoccupent; le bilan de la gestion des résidus organiques à Montréal et du potentiel énergétique.

1.1 Biométhanisation à Montréal

Le 1^{er} février 2010, les représentants du gouvernement fédéral et provincial ont annoncé leur appui à quatre projets d'infrastructures vertes dans la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM) ayant trait au traitement des matières organiques résiduelles (MDDEP, 2010a). La biométhanisation est centrale à ces projets. À raison d'un investissement de 136 millions de dollars en provenance de Québec et d'Ottawa, la Ville de Montréal prévoit construire deux usines de biométhanisation, deux nouveaux centres de compostage et un centre pilote de prétraitement de matières organiques (*ib.*). Les coûts totaux des projets s'élèvent à 215,5 millions de dollars.

Ces projets s'inscrivent dans la mise en œuvre du *Plan d'action 2006 – 2015 sur les changements climatiques du Québec* (MDDEP, 2008a), le *Projet de politique québécoise sur la gestion des matières résiduelles* (MDDEP, 2009a), la *Stratégie énergétique du Québec* du Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF, 2006), ainsi que la *Stratégie gouvernementale du développement durable 2008-2013* (MDDEP, 2007).

1.1.1 Esquisse du projet

Le projet montréalais est gouverné par les contraintes du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage du MDDEP (2008b) et l'administration publique de Montréal. En 2008, une étude sur la planification du volet infrastructures des matières organiques de l'agglomération de Montréal indiquait que les bioréacteurs pourraient être placés dans l'est et dans le sud-est de la Ville (Solinov, 2008). Suivant ces recommandations, le 13 avril 2011, la Ville de Montréal annonce que les

bioréacteurs seront construits à l'ancienne carrière Demix à Montréal-Est et sur le terrain de Solutia Canada dans l'arrondissement de LaSalle (Ville de Montréal, 2011a).

Le cadre normatif du Programme comprend des contraintes et des objectifs. Ce Programme, qui est en vigueur de 2009 à 2013, vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec et réduire la quantité de matières organiques à enfouir. Il est accessible autant aux demandeurs municipaux que privés, ce qui affecte la part d'aide financière des différents volets. Le demandeur municipal est tenu d'être propriétaire à 50 % au moment de la demande d'aide ou d'acquiescer les 50 % dans un délai n'excédant pas vingt ans (MDDEP, 2008b). Les matières organiques admissibles aux bioréacteurs financés sont les :

« matières organiques domestiques, du secteur d'industries, commerces et institutions (ICI) et les résidus verts traitables dans un digesteur anaérobie; les boues d'origine municipale et industrielle et les boues de fosses septiques; et les matières organiques d'origine agricole (fumiers et lisiers) jusqu'à un maximum d'environ 10 % du volume total des matières organiques traitées » (ib., p. 5-6)

Le bioréacteur doit avoir une capacité annuelle de traitement de plus de 100 tonnes annuellement et les demandeurs devront démontrer qu'ils disposeront de matières organiques suffisantes. De plus, si les résidus proviennent d'origine domestique, 70 % des « unités d'occupation résidentielles devront être desservies par un service de collecte en vue de leur valorisation » dans les cinq premières années (ib., p.9).

Concernant les réductions d'émissions de GES, les opérateurs devront présenter un rapport vérifié par une tierce partie selon les exigences de la norme ISO 14064-III, pour les cinq premières années. Finalement, le Programme stipule que :

« Le biogaz généré par tout projet de biométhanisation devra remplacer du carburant ou du combustible fossile utilisé au Québec. Il est à noter que les projets de cogénération à partir du biogaz seront admissibles dans le cadre du Programme seulement s'ils permettent une substitution significative de carburant ou de combustible fossile » (ib., p.13).

Le MDDEP n'a pas précisé ce qui est considéré comme une substitution significative et si l'utilisation de l'électricité pour des voitures électriques pouvait être acceptée comme substitution.

1.1.2 Scénarios de gestion des résidus organiques

Le choix de la biométhanisation à Montréal cadre avec les cibles de mise en valeur des résidus putrescibles du *Plan métropolitain de gestion des matières résiduelles* (PMGMR), qui relève de la CMM (2006) et du *Plan directeur de gestion des matières résiduelles de l'agglomération de Montréal* (2009b). Dans le cadre de la mise en œuvre du PMGMR, la CMM a mandaté des firmes pour conduire une comparaison des technologies et des scénarios de gestion des matières résiduelles. Ces scénarios, identifiés au tableau 1.1, donnent une perspective sur les possibilités s'offrant à Montréal pour la gestion des résidus organiques (RO) et résidus ultimes (RU) ou résidus mélangés (RM). En tout, le tableau dénombre trois options pour la gestion des RO et quatre pour la gestion des RU, en les plaçant dans deux catégories, soit la collecte à deux voies et la collecte à trois voies. Le choix du mode de collecte a une influence importante sur l'impact environnemental, en raison du nombre de trajets effectués par les camions, ainsi que sur la qualité du compost et sur la productivité. D'ailleurs, le rapport recommande d'évaluer des modes de collecte alternatifs au camionnage, comme les transferts vers les trains, en raison de l'importance de cette étape dans le bilan environnemental (SNC-Lavalin *et al.*, 2007).

Identification du scénario	Traitement des RO	Traitement des RU / RM
Collecte à 2 voies		
Scénario 1	---	Tri-compostage (RM) (125 000 t) + Enfouissement en bioréacteur des refus (41 500 t) ¹
Collecte à 3 voies		
Scénario 2	Compostage en système fermé (40 000 t)	Enfouissement en bioréacteur (93 000 t) ²
Scénario 3	Compostage en système fermé (40 000 t)	Incinération (93 000 t) ²
Scénario 4	Compostage en système fermé (40 000 t)	Gazéification (93 000 t) ²
Scénario 5	Digestion anaérobie (40 000 t)	Enfouissement en bioréacteur (93 000 t) ²
Scénario 6	Digestion anaérobie (40 000 t)	Incinération (93 000 t) ²
Scénario 7	Digestion anaérobie (40 000 t)	Gazéification (93 000 t) ²

Figure 1.1 Scénarios de traitements des matières résiduelles (tiré de SNC-Lavalin *et al.*, 2007, p. 11)

Le rapport conclut que la collecte à trois voies est préférable. La collecte à deux voies pour le tricompostage ne présente pas d'avantage économique et produit un compost difficile à mettre en valeur. Dans un système de collecte à trois voies, le rapport conclut que le scénario le plus avantageux à long terme est l'approche combinant le compostage en système fermé et la gazéification. Les auteurs ajoutent que si les coûts de l'énergie augmentaient, la digestion anaérobie pourrait s'avérer plus avantageuse (*ib.*). Ces conclusions cadrent avec la politique du MDDEP (2009 b, p. 17) stipulant que :

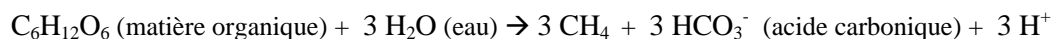
« les modes de traitement de la matière putrescible qui réintroduisent la matière dans le cycle naturel, soit l'épandage, le compostage et la biométhanisation, doivent être privilégiés par rapport aux procédés thermiques. »

Le programme montréalais comportera autant d'éléments de compostage que de biométhanisation. La différence fondamentale entre les deux techniques est que le compostage est un processus aérobie, soit au contact de l'air. Bien que plusieurs méthodes existent, le compostage s'effectue habituellement par brassage et repos successifs de la matière organique. L'avantage de la biométhanisation est surtout dans la mise en valeur de la ressource, puisqu'elle produit du biogaz riche en méthane CH₄, ce qui a le double avantage de diminuer les émissions en CO₂ s'il remplace une énergie non renouvelable d'origine fossile.

De plus, la digestion anaérobie nécessite généralement des infrastructures demandant moins d'espace. Le compostage, par contre, utilise moins d'eau, est moins coûteux et il est plus simple d'opération et d'entretien (SNC-Lavalin *et al.*, 2007).

1.2 Rudiments de la biométhanisation

Louis Pasteur, célèbre scientifique, disait de la fermentation qu'elle « *est la conséquence de la vie sans air* » (Institut Pasteur, 2010); c'est-à-dire un processus de transformation de la matière organique par un écosystème microbien responsable de réactions enzymatiques dans un environnement sans oxygène. Ce processus, représenté par l'équation chimique ci-dessous, produit du méthane (CH₄) sous forme de biogaz, d'où le terme biométhanisation, ainsi que des résidus solides, appelés digestat, et de l'acide carbonique partiellement dissocié.



D'autres réactions auront lieu pour produire du CO₂ et de l'eau. Pour atteindre cette combustion du carbone, quatre grandes étapes de réaction enzymatiques sont nécessaires: l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse (Godon, 2008). Ces transformations, qui ont lieu de manière naturelle dans la digestion de ruminants et dans les sites d'enfouissement, sont aussi réalisables dans des environnements contrôlés qui permettent de traiter la matière organique et d'extraire le produit des réactions.

La matière organique utilisée varie et ce choix peut catégoriser la production. L'origine des matières peut être autant domestique, commerciale agricole qu'industrielle : résidus de cuisine, résidus verts (pelouse, feuilles mortes, etc.), résidus agricoles, boues sanitaires primaires et secondaires, fumier, lisier, ou encore des résidus de distillerie, de fermentation, de fromagerie, de charcuterie, de poissonnerie, d'industrie chimique, d'industrie de pâtes et papier, etc. La catégorie du flux de matières organiques est souvent assimilée à son pourcentage de matières solides (siccité à plus que 20 % = digestion sèche) ou encore à son origine (biomasse, eaux usées, résidus solides, LES) (Meulepas et *al.*, 2005). Finalement, plusieurs caractéristiques, intrinsèques aux flux de matières choisis, sont prises en considération pour soit choisir la technologie de production de biogaz, ou à l'inverse, pour être considéré comme intrant dans un procédé existant, ainsi que pour calibrer la production : dimension des particules, contenu en lipides, composition, contenu en nutriments, ratio carbone/azote, biodégradabilité, etc. (Khanal et *al.*, 2010).

Il y a de nombreuses variantes techniques aux procédés de biométhanisation, dont l'état de l'art est en constante évolution, ainsi que différents modes de mise en œuvre : les procédés peuvent être regroupés en familles, telle la digestion sèche ou humide – un choix crucial dans la gestion des résidus solides -, et la mise en œuvre peut se faire à température ambiante, en mode mésophile (30-40 °C) ou en mode thermophile (50-65 °C), ainsi qu'en mode continu, discontinu ou discontinu séquentiel (Bernet et Buffière, 2008). D'autres modes de mise en œuvre influenceront le rendement : la charge volumétrique, le temps de rétention, le degré de prétraitements, et la matière de base (Pöschl et *al.*, 2010). L'étude de Lima Amarante (2010) décrit plusieurs de ces procédés et les paramètres d'utilisation.

Suite à son obtention, le biogaz subira des manipulations supplémentaires dépendant de l'utilisation qui en sera faite et du procédé utilisé. La composition du biogaz provenant

uniquement de matière organique est la suivante : CH₄ (30-60 %), CO₂ (20-50 %), H₂, N₂, H₂S (hydrogène sulfuré) et CO (Chatain *et al.*, 2008). L'épuration, l'enrichissement et de diverses réactions chimiques peuvent modifier la valeur énergétique du produit. Par exemple, s'il est converti en méthanol (CH₃OH) ou purifié en biométhane, les propriétés physico-chimiques seront modifiées (Olah *et al.*, 2006).

1.2.1 Intérêts inhérents

La biométhanisation présente plusieurs avantages sur les plans technique, économique, social et environnemental. Premièrement, le traitement par biométhanisation se fait à proximité des sources de résidus, un avantage considérable. De plus en plus, les sites d'enfouissement s'éloignent des centres urbains et la population croissante des villes, couplée à l'augmentation de matières résiduelles par personne, fait croître les tonnes-kilomètres de transport, ce qui cause une circulation accrue des camions et des émissions supplémentaires de GES (*ib.*). Deuxièmement, la biométhanisation permet une décentralisation de l'énergie urbaine, ce qui est connu comme l'énergie distribuée, soit la diversification et la multiplication des sources d'énergies. Ce mode de production permet de rapprocher le consommateur de la source énergétique, permettant une haute efficacité et une plus grande sécurité (Park and Andrews, 2004). D'autres sources d'énergie distribuée sont les turbines éoliennes, les moteurs au gaz naturel, les microturbines, les photovoltaïques et les piles à combustible. Le département de l'énergie des États-Unis a d'ailleurs déclaré qu'il maximiserait l'utilisation de sources d'énergie distribuée dans les villes afin d'obtenir l'énergie la plus propre et efficace au monde (*ib.*).

Plus globalement, les caractéristiques de la biométhanisation permettent un accès à l'énergie plus direct puisqu'elle peut être produite à partir de tous les déchets non ligneux, n'importe où. C'est peut-être la marque pour le renouveau de l'utilisation des ressources locales. Généticien et politicien, l'auteur Pierre Labeyrie (2007, p. 197-198) précise plusieurs avantages découlant de ces caractéristiques : « *produit partout, il ne peut-être enjeu de convoitise et de conflits dramatiques; c'est un élément de paix dans le monde* »; il n'a pas besoin d'être transporté sur de grande distance, donc l'interconnexion devient une mesure de sécurité; il n'a pas « *d'incidence inflationniste* », car sa production est

renouvelable. Il précise aussi certains avantages socio-économiques de ce qu'il nomme le gaz naturel renouvelable (*ib.*) :

« il n'a pas d'effet d'échelle rédhibitoire. Les petits producteurs comme les gros peuvent coexister. La méthanisation est accessible à tous et ne peut être utilisée pour créer des monopoles énergétiques. La méthanisation ne crée pas de dépendance. C'est un outil de développement, aussi bien pour les pays les plus développés que pour les pauvres. L'éducation et la formation technique sont les outils majeurs de son développement. »

1.3 Problématiques, enjeux et objectifs

Le développement de la biométhanisation est devenu une initiative de l'administration publique, mais la volonté de développer cette filière naît d'enjeux globaux, telle la protection de l'environnement et de la santé des personnes (MDDEP, 2008a; Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), 1997) et la production énergétique. Dans ce sens, la technique peut répondre aux besoins issus de réalités économiques, sociales, climatiques et géographiques très variées, de l'agro-industrie allemande aux villes surpeuplées de l'Inde. D'ailleurs, vingt cinq millions de domiciles utilisent déjà le biogaz pour des fins de cuissons et pour alimenter de petites génératrices dans les pays en voie de développement (Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE), 2009), un type de mise en valeur qui fait l'objet de plusieurs programmes de coopération internationale (Ashden Awards, 2007; Monzambe, 2002; Oxfam, 2010).

Dans le contexte montréalais, le procédé de la biométhanisation répond à des enjeux et problématiques spécifiques à une réalité socio-économique postindustrielle et urbanisée, s'intégrant à une mouvance mondiale vers le développement durable. Dans ce contexte, les problématiques peuvent être articulées autour de deux pôles : la gestion des résidus-ressources et le passage aux énergies renouvelables. Plusieurs facteurs ont influencé la venue de ces problèmes. Droege (2004, p. 301), du Conseil mondial des énergies renouvelables, explique une facette incontournable de leur apparition :

« l'accélération globale de la formation de villes et de la croissance urbaine peuvent être attribuées à un certain nombre d'innovations technologiques, aucune plus profonde dans leur impact que l'augmentation et la diffusion des ressources, des produits, des systèmes, et des outils issus des hydrocarbures fossiles. »

1.3.1 Résidus – de l'enfouissement de la consommation à la mise en valeur

Chaque année, les Québécois génèrent 1,69 tonne de matières résiduelles par personne. (RECYC-QUÉBEC, 2009a). Possible grâce à l'accélération des capacités de production et du faible coût de l'énergie et des matières premières, c'est la transition vers une société de consommation qui est le responsable majeur; une transition qui, selon Kaufmann (2001), serait aussi attribuable au *taylorisme* (organisation du travail) et la séparation entre la production et la consommation qui aurait pour effet « *la perte de la perception et du contrôle immédiat de l'individu sur les flux matériaux et énergétiques associées avec ses activités* » (Stucki et Ludwig, 2003, p. 6). Une des conséquences majeures a été la multiplication des sites d'enfouissement.

Les déchets, qui par définition n'ont aucune valeur, s'intégrèrent inextricablement au paysage postmoderne. Le Club de Rome aborda cette problématique en proposant que la gestion des résidus doive au plus vite passer de la collecte efficace vers des modes de gestion plus durables (*ib.*): les 3RV-E (réduction à la source, réemploi, recyclage, valorisation et élimination). Dans le cadre du plan d'action 2010-2015 du projet de politique québécoise de gestion des matières résiduelles, le MDDEP (2009 b; 2010a) a d'ailleurs déposé un projet de loi pour que la hiérarchie des 3RV-E soit reconnue dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

Cette transition idéologique est souhaitable, car l'enfouissement génère des impacts environnementaux en dépit de l'encadrement et des obligations des lieux d'enfouissement technique (LET) (Bilitewski *et al.*, 1997) - énoncés dans le nouveau *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles*. Mis à part le bruit et les matières dangereuses, c'est principalement la transformation de matières organiques dans des conditions anaérobies qui est responsable ces impacts (Evans, 2001). D'une part, la percolation de l'eau à travers les résidus ayant subi plusieurs transformations dues aux produits acides et le processus de la fermentation méthanique par les bactéries crée un lixiviat apte à contaminer l'hydrosphère et le sol. D'autre part, la formation de biogaz contamine l'atmosphère. Plusieurs cas d'accumulation de biogaz dans les édifices avoisinants ont posé un risque d'explosion ou d'asphyxie - ces risques ont diminué avec la récupération du biogaz. (BAPE, 1994; Stucki *et al.*, 2003). L'annexe I contient des données

supplémentaires sur le contenu du lixiviat et du biogaz. De plus, les odeurs, les goélands et surtout leur déjection, la dévaluation des propriétés adjacentes et l'impact sur l'utilisation de l'espace périurbain ont tous été relevés comme étant des préoccupations majeures par les citoyens (BAPE, 2003). Pour ces raisons, entre autres, le nouveau projet de politique du MDDEP (2009 b) vise à bannir totalement l'enfouissement des matières organiques d'ici 2020. Dans ce contexte, la biométhanisation se présente comme une solution à la gestion des matières organiques résiduelles.

Ces actions s'arriment aussi avec le Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques (PACC) puisque le méthane est un gaz à effet de serre (GES) vingt et une fois plus puissant que le CO₂ et, qu'au Québec, les sites d'enfouissement ont généré 6,5 Mt CO₂ éq. en 2005 (MDDEP, 2008). D'ailleurs, un des objectifs de la mise en valeur du biogaz est qu'à sa combustion le CH₄ sera converti en CO₂, réduisant ainsi d'un facteur vingt et un les émissions de GES.

Le virage vers les 3RV-E correspond donc à un désir de protéger l'environnement immédiat, mais il reflète aussi un changement de mentalité au sein de la société. Dans le domaine municipal, cette tendance est illustrée par la hausse des taux de récupération à la Ville de Montréal, qui sont passés de 37,5 % en 2004 à 53 % en 2008 (Ville de Montréal, 2009a). L'augmentation de la participation à la collecte reflète la préoccupation d'un nombre croissant de personnes sur les conséquences des résidus de la consommation moderne. Globalement, la problématique suscite des questions concernant « *les pratiques quotidiennes, la santé publique, l'utilisation et l'économie ou le gaspillage des ressources à l'intérieur d'une communauté* » (Séguin, 1999), enjeux aussi relevés par le BAPE (1997) dans son enquête publique. Ces questionnements sont soulevés dans tous les domaines et sont alimentés par le prix grandissant des ressources, ainsi que l'annonce de leur précarité commerciale (Hall and Day, 2009).

Comme suite à ces problèmes et ces enjeux, un changement de paradigme se dessine à l'horizon. Tout au long de la chaîne de production, les concepts d'écodesign, de technologie propre, de production propre, d'éco-efficacité, de *take-back*, et d'écologie industrielle façonnent un nouveau modèle de production industrielle et commerciale (Olivier, 2007), voire une nouvelle relation entre production et consommateur. Toutes ces

approches intègrent la gestion durable des matières résiduelles, d'une manière ou d'une autre. La biométhanisation apparaît comme un mode de gestion en aval de la consommation, qui présente quelques caractéristiques de l'écologie industrielle, soit de réutiliser les matériaux générés en fin de vie afin de les réintégrer dans une boucle de production et de minimiser les pertes et la contamination.

1.3.2 Énergie renouvelable dans le paysage urbain

L'urbain, le « *paradis paleotechnique* » selon l'historien Lewis Mumford (1961), doit être pourvu d'un approvisionnement énergétique stable et continu. Renforcer la sécurité des approvisionnements en énergies est d'ailleurs le premier objectif de la *Stratégie énergétique du Québec* (MRNF, 2006). La centralisation de l'énergie au Québec, l'éloignement des centres de production et la dépendance aux énergies fossiles sont des obstacles majeurs à cette sécurité.

Au Québec, plus de 50 % de l'énergie provient d'énergies fossiles : 38,5 % pétrole, 12,1 % gaz naturel, 0,9 % charbon (*ib.*). L'oscillation du prix du baril de pétrole a, ici comme ailleurs, des conséquences sur l'économie. La précarité de l'accessibilité commerciale du pétrole est une préoccupation mondiale (Hall and Day, 2009). Les liens entre l'accessibilité au pétrole, la consommation et la quantité de déchets sont indirectes, mais globalement logique, et ils poussent certains à se demander si la hausse du prix du baril implique globalement plus de désavantages que d'avantages. Les évaluations de l'espérance de vie des ressources en hydrocarbures fossiles varient, mais les modèles du Club de Rome - connue pour le rapport *Halte à la croissance?* - ont généralement été confirmés (*ib.*) et leurs plus récentes estimations accordent une espérance de 50 à 80 ans au pétrole (Meadows *et al.*, 2004), ce qui ne garantit évidemment pas une disponibilité stable et une valeur marchande concurrentielle : l'accessibilité commerciale est évaluée à 10-15 ans (Hall and Day, 2009).

Montréal, comme la majorité des métropoles, importe de l'énergie. Globalement, la venue de la modernité a vu la fin de la dépendance aux ressources locales (Droege, 2004). Et, en Amérique du Nord, la production d'énergie a été centralisée, nationalisée – la tendance de la privatisation est revenue dans les années 1980 - et exportée en dehors des grandes villes (Park and Andrews, 2004), afin, entre autres, de ne pas reproduire les « *Coketown* », ces

villes noircies par le charbon que Dickens décrivait dans *Hard Times*, ainsi que dans un souci d'économie d'espace. Ces modes d'approvisionnement comportent des risques, comme il a été démontré durant la crise du verglas de 1998, et il s'accompagne de coûts énormes en frais de distribution.

Le programme de biométhanisation du Québec s'insère dans la stratégie énergétique québécoise. Cette technique pourrait s'ajouter à un portfolio de techniques d'approvisionnement d'énergies locales qui rehausserait sa sécurité. Dans ce sens, Montréal s'intègre à une mouvance de villes à travers le monde qui développe l'utilisation des ressources régionales pour atteindre leur besoin en énergies renouvelables (Droege, 2004). Herman Scheer (2010), consacré *Hero for a Green Century* par *Time Magazine*, disait dans une de ses dernières entrevues qu'effectuer la transition des énergies renouvelables était le défi principal de la civilisation pour les vingt prochaines années. Clairement, c'est un défi de taille. La possibilité que les villes soient de producteurs nets énergétiques en modelant la ville sur l'écosystème est certainement un élément de réponse au défi.

1.4 États des lieux de la gestion des résidus organiques à Montréal

Puisque les résidus organiques sont le substrat à valoriser, il est important de faire le bilan de la situation de sa gestion et de sa disponibilité à Montréal. Il s'agit de faire état des services de gestion des municipalités, du bilan de masse des résidus organiques et du potentiel énergétique pour Montréal.

1.4.1 Gestion des matières organiques

Le territoire de l'agglomération comprend toute l'île de Montréal, L'Île-Bizard et d'autres petites îles. Il est composé de seize municipalités liées, dont la Ville de Montréal qui regroupe dix-neuf arrondissements. Le bâti est dominé à 76 % de résidences unifamiliales (Ville de Montréal, 2009a). Les résidus des 1 898 206 habitants que compte l'agglomération de Montréal en 2008 sont gérés par les villes, qui sont responsables de la collecte et du transport des résidus, sauf à la Ville de Montréal, où les arrondissements ont cette responsabilité. Dépendamment de la matière en question, l'agglomération achemine ses résidus vers six lieux d'enfouissement : 48 % pour BFI à Lachenaie; 22 % pour WM Intersan à Sainte-Sophie; 15 % au Complexe environnemental Saint-Michel (CESM) à

Montréal; 10 % au Groupe EBI à Saint-Thomas-de-Joliette; le reste à Saint-Nicéphore et à Pierrefonds (*ib.*). Le territoire compte aussi plusieurs postes de transbordement (BAPE, 2008). Ce service s'étend, dans un cadre limité, aux ICI, dont l'agglomération dénombre 58 000 établissements (Ville de Montréal, 2010).

Une part des résidus organiques (résidus de table et résidus verts) est récupérée et valorisée à Montréal. En 2008, l'agglomération a atteint un taux de 8 % (31 528 tonnes ou 17 kg/personne/an), ce qui est une amélioration de 12,2 % par rapport à 2004 (CMM, 2010; Ville de Montréal, 2009a). Le restant des putrescibles sont acheminés vers les sites d'enfouissement. Les résidus organiques récupérés sont acheminés vers des centres de compostage. Le CESM reçoit une part importante des résidus verts et des arbres-de-Noël, qu'elle transfère au site de compostage de l'entreprise Mironor à Lachute, mis à part les feuilles d'automne qu'elle composte sur le site. Une partie des copeaux des arbres est utilisée pour les travaux horticoles municipaux et l'autre part est utilisée pour la valorisation thermique dans une entreprise privée. D'autres arrondissements font affaire avec des sites de compostage privés et certains des six écocentres reçoivent également des matières organiques destinées au compostage (Ville de Montréal, 2009a).

Depuis 2008, quelques secteurs ont initié une collecte des résidus de table. Les villes reconstituées de Côte-Saint-Luc, Pointe-Claire et Westmount, ainsi qu'une partie de l'arrondissement du Plateau-Mont-Royal ont commencé la collecte porte-à-porte. De plus, les citoyens ont accès à des bacs de compostage à prix modique pour la maison et des composteurs de quartier comme celui du centre Tournesol sur le Plateau-Mont-Royal (*ib.*).

Une portion des matières ICI provient des boues résiduaires de la Station d'épuration des eaux usées. Ils subissent un traitement thermique sur place et les cendres produites sont enfouies à l'ancienne carrière Demix (Ville de Montréal, 2009a).

Pour atteindre les 60 % de récupération de résidus organiques, la Ville a pris certaines mesures. Toutes les mesures annoncées dans le plan directeur ont été atteintes, sauf pour l'implantation d'un service de collecte porte-à-porte pour les habitations de huit logements et moins. Pour la mise en valeur de ces résidus, le PDGMR de la Ville privilégie une

gestion par compostage pour l'ouest de l'agglomération et par digestion anaérobie pour l'est, division justifiée par les différentes densités d'habitation (*ib.*).

1.4.1 Bilan des résidus organiques

Le bilan massique des résidus organiques pour l'agglomération de Montréal devrait comprendre le secteur ICI et le résidentiel, car le secteur construction, rénovation et démolition ne produit pas d'apport significatif en résidus organiques. Cependant aucune donnée fiable n'a été trouvée sur les tonnages de matières résiduelles du secteur ICI pour l'agglomération. Une représentante de RECYC-QUÉBEC confirme que l'accessibilité aux données du secteur ICI est toujours une contrainte majeure lors des caractérisations et que seule la CMM est tenue de produire un portrait estimatif des matières générées sur son territoire (Marie-Christine Silteau, 2011). De plus, la représentante ajoute qu'une caractérisation des LET sera faite au printemps 2011, ce qui apportera des données plus complètes.

Le PMGMR du CMM rapporte cependant des données d'une étude de 2000 pour la communauté métropolitaine : 722 900 tonnes de matières résiduelles provenant du secteur commercial; 185 000 tonnes du secteur institutionnel; 1,5 million de tonnes du secteur industriel (CMM, 2006). En comparant les moyennes de matières organiques dans la composition des matières résiduelles de la caractérisation par sous-secteur de RECYC-QUÉBEC avec les données de la CMM les tonnages suivants peuvent être extrapolés : institutionnel (40,7 %) 75 221 tonnes (RECYC-QUÉBEC, 2009 b); commercial (43,4 %) 313 738 tonnes (RECYC-QUÉBEC, 2009c); industriel (25,7 %) 385 500 tonnes (Chamard *et al.*, 2000). Selon le total extrapolé, il y aura 774 459 tonnes de résidus organiques générés annuellement dans la CMM par le secteur ICI.

Pour le secteur résidentiel, selon la Ville de Montréal, la production individuelle de matières résiduelles destinées aux ordures est 300 kg/personne/an, soit 569 461 tonnes, et de 426 kg/personne/an lorsqu'elle est combinée avec les matières recyclables et organiques récupérées, soit un total de 808 635 tonnes de matières (Ville de Montréal, 2009a). Ces données sont semblables à celles de RECYC-QUÉBEC (2009a) qui chiffrent la quantité de matière par personne pour le Québec à 412 kg/an, dont 44 % serait des résidus organiques, soit 184 kg. Le PMGMR du CMM (2006) évalue toutefois la proportion de matières

organiques à 38 % et la quantité de matières résiduelles totale de l'agglomération de Montréal à 726 000 tonnes, soit 275 880 tonnes de résidus organiques.

En utilisant la moyenne des deux évaluations, la quantité de résidus organiques pour l'agglomération de Montréal a été calculée à 315 800 tonnes. Dans son plan directeur, la Ville de Montréal cible 225 000 tonnes de matières organiques comme la cible à traiter d'ici 2015, dont 127 000 tonnes pour la région est (Ville de Montréal, 2009b).

1.4.2 Potentiel énergétique

L'évaluation du potentiel de production d'énergie à partir du biogaz est calculée en fonction de la quantité de matières organiques à mettre en valeur et du rendement moyen de la technologie utilisée. L'étude de Perron (2010) et de SNC-Lavalin *et al.* (2007) identifie 120 m³/tonne comme standard de production de biogaz. Plusieurs études existent analysant les meilleures combinaisons de substrats, ainsi que les techniques d'augmentation de la production de biogaz par tonne de matière disponible.

Selon les évaluations précédentes, la mise en valeur des résidus du secteur résidentiel de Montréal (315 800 tonnes) produirait 37 Mm³ de biogaz, ainsi que 93 Mm³ de biogaz pour le secteur ICI de la CMM (774 459 tonnes). Ces 130 Mm³ de biogaz équivalent à environ 79 Mm³ de gaz naturel (proportion de 6/10). Comparées aux 5 378 Mm³ de gaz naturel distribués par Gaz Métro au Québec (pas de données pour Montréal), ces quantités peuvent paraître infimes (Gaz Métro, 2009).

La première étape du projet de biométhanisation sur l'Île de Montréal ne prévoit traiter que 120 000 tonnes de matières, ce qui équivaut à un potentiel énergétique d'environ 14,4 Mm³. Selon la Ville de Montréal, cette quantité est suffisante pour chauffer 1 600 maisons ou alimenter 2 250 voitures pendant un an (Ville de Montréal, 2011a). Ces estimations proviennent de la grille de conversion de l'énergie contenue dans le méthane et de la quantité de méthane disponible dans le biogaz. En général, le biogaz provenant de la méthanisation de résidus de table contient environ 60 % de méthane (Pöschl *et al.*, 2010). Selon un document de l'Association pour l'environnement et la sécurité aquitaine (APESA, 2006), 1 m³ de CH₄ équivaut à 9,7 kW/h d'électricité, 0,94 m³ de gaz naturel, 1,15 L d'essence, 1 L de mazout et 2,1 kg de bois.

2 MÉTHODOLOGIE

La méthodologie d'analyse ici décrite sert comme outil d'aide à la décision dans le choix d'un mode de mise en valeur du biogaz optimal. Le chapitre inclut la portée de l'étude, la démarche méthodologique, l'outil d'analyse et la présentation des critères d'analyse.

2.1 Portée de l'analyse

L'objectif général de l'étude étant d'analyser les modes de mise en valeur biogaz à Montréal, la portée de l'analyse se limitera, dans un premier temps, au secteur géographique de l'agglomération de Montréal et à la mise en œuvre de la biométhanisation. La digestion anaérobie des lisiers provenant des zones agricoles ne sera donc pas évaluée. Une exception sera faite pour le traitement des matières en provenance partielle de Montréal pour produire le biodiesel utilisé dans le cadre du programme BIOBUS de la Société des transports de Montréal (STM). Dans un deuxième temps, puisque le projet de biométhanisation a déjà reçu le feu vert, l'essai ne remet pas en question la validité de cette option de gestion des matières résiduelles et de mise en valeur, même si l'étude appuie généralement ce choix.

Dans un souci de continuité, l'essai évitera autant que possible d'empiéter sur la portée d'analyses faites au CUFÉ sur le même thème. L'essai de Perron (2010), *Potentiel énergétique et gains environnementaux générés par la biométhanisation des matières organiques résiduelles au Québec*, a évalué le potentiel énergétique de biogaz au Québec, tandis que l'essai de Lima Amarante (2010), *Biométhanisation des déchets putrescibles municipaux – technologies disponibles et enjeux pour le Québec*, trace plutôt un portrait détaillé des technologies de digestion anaérobie actuellement en utilisation à travers le monde et présente les avantages et désavantages de ces technologies, tout en les comparant.

Finalement, afin de cadrer avec les exigences d'un essai, celui-ci se concentre sur un aspect de la biométhanisation, la mise en valeur du biogaz. Ainsi, plusieurs autres facettes de la biométhanisation ne seront pas analysées, voire abordées, dont : l'impact de la composition du flux de matières utilisé dans la digestion anaérobie; la biométhanisation des effluents liquides; le mode de récupération et le transport. Pour ce dernier cas, il sera pris pour acquis que la récupération à trois voies est préférable.

2.2 Analyse

Les méthodes, techniques et outils d'analyse répondent aux objectifs suivants :

- Analyser les modes de mise en valeur du biogaz à Montréal;
- Analyser l'emplacement des bioréacteurs à Montréal;
- Élaborer des critères d'analyses reflétant les objectifs et politiques du gouvernement, les enjeux et le développement durable;
- Identifier le mode de mise en valeur du biogaz optimal;
- Apporter des recommandations sur la mise en œuvre de la biométhanisation.

2.2.1 Démarche méthodologique

La méthode d'analyse comporte trois étapes. Au chapitre 3 (1^{re} étape), les modes de mise en valeur du biogaz seront présentés. Ensuite, au chapitre 4, les variantes les plus représentatives des modes de mise en valeur seront identifiées (2^e étape) et l'analyse comparative de ces variantes (3^e étape) sera faite. De chaque analyse ressortira un choix optimal. À partir de la 2^e étape, les résultats des analyses deviendront des valeurs constantes pour l'analyse suivante. En limitant le spectre de possibilités, cette démarche analytique « *en entonnoir* » pourrait, le cas échéant, permettre de guider les décisions sur plusieurs aspects de la mise en œuvre.

Cette démarche d'analyse aurait pu être étendue à l'étude d'autres aspects de la mise en œuvre de la biométhanisation, comme les proportions optimales des différents types de matières organiques à utiliser comme flux de matières ou le mode de transports et de récupération optimale.

2.2.2 Techniques et outils d'analyse

La technique d'analyse retenue est la comparaison par critères et l'outil d'analyse retenu pour mettre en évidence les options optimales est l'évaluation multicritère de somme pondérée avec agrégation totale sous forme de tableau (André *et al.*, 2003). Les techniques ordinales, comme la méthode ordinale de Holmes, et la comparaison par critères sans pondération ont aussi été considérées, mais ils n'ont pas été retenus.

À travers la technique d'analyse retenue, une note correspondant à la performance relativement aux critères sélectionnés est accordée pour chaque mode évalué. L'explication des notes attribuées est fait au quatrième chapitre. Après l'attribution des notes, l'outil sous forme de tableau permettra d'appliquer la pondération choisie et d'identifier la performance des différentes options. La pondération est expliquée à la section suivante. Le tableau 2.2 présente l'outil d'analyse et un exemple d'utilisation de l'outil. Les deux premières colonnes présentent les critères. La troisième colonne présente le poids du critère pour la pondération.

Tableau 2.2 L'outil d'analyse

Critères		Poids (%)	Performance de l'option		Performance pondérée	
			A	B	A	B
Environnementaux						
1	Substitution des énergies fossiles	20	1	5	0,2	1
2	Production responsable	10	2	4	0,4	0,8
Somme		30	-	-	0,6	1,8
Sociaux						
3	Responsabilisation citoyenne	10	1	3	0,1	0,3
4	Qualité de vie	10	0	4	0,0	0,4
Somme		20	-	-	0,1	0,7
Économiques						
5	Rentabilité financière	10	5	4	0,5	0,4
6	Efficacité économique	10	1	3	0,1	0,3
Somme		20	-	-	0,6	0,7
Techniques						
7	Bilan énergétique	20	3	4	0,6	0,8
8	Complexité	10	4	3	0,4	0,3
Somme		30	-	-	1,0	1,1
SOMME TOTALE		100	-	-	2,3	4,3
RANG		-	-	-	2	1
LÉGENDE						
5 : très bonne performance			2 : faible performance			
4 : bonne performance			1 : mauvaise performance			
3 : moyenne performance			0 : performance nulle			
OPTIONS						
(À titre d'exemple)		A : Centrale énergétique au charbon				
		B : Parc éolien en milieu urbain				

Les colonnes suivantes présentent, en premier lieu, la performance du mode et, en deuxième lieu, la performance pondérée relativement au poids attribué. Chaque section de critères (environnementaux, techniques, etc.) a une sommation intermédiaire et les deux dernières rangées présentent la somme finale pour chaque mode et le rang attribué. Le premier rang est attribué à la somme la plus élevée et ainsi de suite. Les données du tableau 2.2 ont été attribuées au hasard.

L'outil ne remplace pas l'analyse. La méthode et les techniques d'analyse présentées, intrinsèquement cartésiennes, servent à organiser la réflexion présentée dans les chapitres d'analyse sous forme textuelle. Au moins, le caractère réducteur d'une telle analyse sera diminué en considérant des aspects variés (Boisvert, 2004).

2.3 Critères d'analyse

Huit critères d'analyses ont été identifiés pour représenter les trois dimensions du développement durable (social, environnemental et économique), ainsi qu'une dimension technique additionnelle. La dimension technique a été ajoutée pour rendre compte de l'importance de cet aspect dans un projet intrinsèquement technologique. Ainsi, le critère du bilan énergétique, propre à l'aspect technique, a le double du poids des autres critères. C'est aussi le cas du critère de substitution des énergies fossile, en raison de l'importance qui est accordée à cet aspect dans le cadre normatif du programme de financement du MDDEP. La balance des critères a une pondération équivalente, soit 10 % du résultat final.

2.3.1 Critères environnementaux

Le premier critère environnemental est la substitution des énergies fossiles. Le critère représente le potentiel quantitatif du remplacement de l'utilisation d'énergies fossiles par le biogaz, mesurant ainsi la capacité de l'option de diminuer la production de GES. La réduction des émissions de GES est un des objectifs du Programme du MDDEP et du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques, dont la mesure 11 est de réduire les émissions de GES du secteur industriel. La Ville de Montréal, dans son Plan 2010-2015 du développement durable (DD) vise réduire de 30 % les émissions de gaz à effet de serre. La déclinaison de cet objectif correspond à certains facteurs d'analyses du critère :

- *Réduire les émissions de gaz à effet de serre des bâtiments existants et des nouveaux bâtiments*
- *Augmenter la performance environnementale du parc de véhicules conventionnels*
- *Encourager l'électrification des transports*
- *Réduire l'utilisation du mazout dans le chauffage des bâtiments*
- *Aménager des quartiers durables*

Le deuxième critère est la production responsable. Ce critère est inspiré d'un des principes de la *Loi sur le développement durable*, la production et consommation responsable, qui se définit comme suit :

« des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources ».

Ce critère renvoie autant à l'écoefficience dans le processus de production que dans l'éco-efficacité de l'utilisation du biogaz.

2.3.2 Critères sociaux

Le troisième critère est la responsabilisation citoyenne, soit le potentiel des modes de mise en valeur comme vecteur de changement des comportements au sein de la société civile, particulièrement en ce qui a trait à participation au tri sélectif à la maison. Le critère a aussi un aspect de sensibilisation, à la manière de la stratégie 9 de la *Politique des matières résiduelles du Québec* : « connaître, informer, sensibiliser et éduquer ». L'inspiration pour ce critère provient des critères d'évaluation du CIRAIG dans l'étude des choix technologiques (SNC Lavalin *et al.*, 2007).

Le quatrième critère est la qualité de vie, à savoir si l'option a le potentiel d'augmenter la qualité de vie au sein de l'agglomération de Montréal. La qualité de vie peut faire référence à l'amélioration de l'environnement : qualité de l'air, nuisances, etc.

2.3.3 Critères économiques

Le cinquième critère est la rentabilité financière, soit le bilan financier. Y seront comparés l'investissement et les profits sur différentes périodes.

Le sixième critère est l'efficacité économique. Il est aussi inspiré d'un des principes du développement durable, définit ainsi :

« l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement ».

Le critère de l'efficacité économique renvoie dans ce cas à la capacité de l'option de mise en valeur à stimuler l'économie, particulièrement dans le secteur de l'environnement. La stratégie énergétique du MRNF le définit comme utiliser l'énergie comme levier de développement économique et devenir un leader en DD. Le plan de DD de la Ville inscrit aussi dans ses objectifs de « *faire de Montréal un leader nord-américain de l'industrie de l'environnement et des technologies propres* » en appuyant le développement du secteur des technologies propres et en stimulant la demande de technologies, de produits et de services verts.

2.3.4 Critères techniques

Le septième critère est l'efficacité énergétique et le bilan énergétique. Il fait référence à l'efficacité du mode de production et l'effort ou l'énergie nécessaire pour la production et l'utilisation du biogaz, versus l'énergie produite. Plusieurs termes existent pour qualifier cette énergie, particulièrement dans la littérature anglophone : *primary energy input output ratio* (Pöschl, 2010), *energy return on investment* (Hall and Day, 2009).

Le dernier critère est la complexité, soit le niveau de complexité nécessaire pour la production et l'utilisation du biogaz. Dans certains cas, par exemple, des infrastructures de livraison du biogaz seront nécessaires, notamment dans le cas de l'utilisation de biogaz comme carburant.

3 MISE EN VALEUR DU BIOGAZ

Plusieurs débouchés existent pour le biogaz. Ce chapitre présentera cinq modes de mise en valeur du biogaz : la chaleur (thermique), l'électricité, l'insertion dans le réseau de gaz naturel, le biogaz carburant et les projets d'utilisation secondaire du biogaz en milieu industriel (écologie industrielle). Chacun de ces modes de mise en valeur compte des avantages et des désavantages. Le chapitre suivant fera une analyse comparée des modes.

De manière générale, la valorisation thermique favorisera l'utilisation à proximité de la source de production de biogaz, alors que les autres modes permettent plus facilement la démobilité l'utilisation de l'énergie produite. Le niveau de développement-maturité des modes de mise en valeur varie. La production de chaleur, d'électricité ou la production combinée de chaleur et d'électricité par cogénération sont des modes de mise en valeur bien établis en comparaison avec les autres modes de mise en valeur, telle l'insertion dans le réseau de gaz naturel, alors que d'autres modes de mise en valeur tels la production d'hydrogène et les piles à combustible sont toujours en développement.

3.1 Thermique

La valorisation thermique du biogaz est l'option la plus simple et également celle qui s'intègre le mieux à d'autres options en tant que stratégie d'utilisation de chaleur résiduelle : une génératrice produite de la chaleur comme de l'électricité. L'énergie thermique peut-être utilisée et générée de différentes façons.

3.1.1 Aspects techniques et application

La production d'énergie thermique est la voie de mise en valeur du biogaz dont la mise en œuvre est la moins complexe. La combustion de biogaz en chaudière nécessite que des faibles teneurs en méthane, de l'ordre de 20 %, et les contraintes en termes d'épuration sont minimales. Le gaz devrait être désulfuré, faute de quoi, l'hydrogène sulfuré (H_2S) corrodera les équipements lorsque mis en présence de vapeur d'eau (Chantain *et al.*, 2008), bien que certains auteurs, comme Tchobanoglous *et al.* (1993), maintiennent que l'utilisation directe du biogaz est possible (voir section 3.2.1).

La valorisation thermique du biogaz peut toutefois servir les besoins internes en chaleur de l'usine de production de biogaz autant qu'externe, dans d'autres installations. Dans les deux cas, la combustion en brûleur s'intègre aux installations existantes fonctionnant au gaz naturel et devrait être valorisée en proximité avec la source de production.

En effet, bien que le procédé de biométhanisation génère de la chaleur, en mode mésophile ou thermophile le procédé crée aussi une demande en chaleur. Une certaine proportion de l'énergie thermique générée est dans ces cas dépensée pour le maintien des opérations de méthanisation, donc pour les besoins internes. La demande en chaleur dépend de facteurs tels l'emplacement des bioréacteurs (souterrains ou hors-sol), les variations saisonnières de la demande calorifique, et la matrice en digestion utilisée (Pöschl, 2010). Environ 20 à 25 % de l'énergie thermique générée peut être utilisée pour le maintien de la température à l'intérieur d'un bioréacteur, sans compter les pertes de chaleur et la chaleur utilisée pour stériliser les résidus alimentaires dans certains cas. En résumé, jusqu'à 50 % de la chaleur peut être utilisée pour le fonctionnement interne du système (*ib.*).

Selon Gaz Métro (2004), la façon la plus fiable et rentable de valoriser le biogaz est de le faire brûler dans des chaudières et d'acheminer l'énergie thermique à des clients utilisateurs à proximité, donc pour des besoins externes. L'énergie thermique produite s'insère ainsi dans le concept de l'énergie distribuée, soit de l'énergie produite à proximité de l'endroit où elle est consommée, en établissant un partenariat avec une installation ayant un besoin en chaleur, tel un complexe commercial ou industriel, une usine ou des infrastructures institutionnelles comme une université ou un hôpital. La mise en valeur peut aussi se faire via un réseau de chauffage de district, aussi connu sous les termes de chauffage urbain et chauffage central.

Dans le premier cas, il peut s'agir d'un partenariat public-privé, d'une vente d'énergie ou de chaleur d'un producteur à un utilisateur, ou encore, d'une compagnie qui valorise elle-même le biogaz à ses fins. Plusieurs cas existent. Une des usines de Tembec (compagnie forestière), par exemple, produit du biogaz à partir de ses résidus organiques, qu'elle utilise dans un procédé de séchage rapide de pâte haut rendement, ce qui a permis de remplacer 80 % du gaz naturel consommé à l'usine (MRNF et FRInnovations-Paprican, 2009).

Dans le deuxième cas, l'énergie produite peut être utilisée pour alimenter plusieurs bâtiments, voire un quadrilatère urbain. Certains des avantages produits sont l'économie d'espace dans des installations commerciales, l'accessibilité pour des petits consommateurs et la réduction des coûts de l'achat d'électricité, dans certains cas (Parks, 2004). Dans les cas de cogénération en réseau de chauffage urbain, Parks (2004) recense une augmentation de 70 % de l'efficacité énergétique.

Bien qu'aucun système de chauffage urbain ne fonctionne au biogaz à la connaissance de l'auteur, le cas de District Energy St. Paul, une entreprise sans but lucratif à Saint-Paul, Minnesota aux États-Unis mérite une attention particulière, car le biogaz pourrait être mis en valeur dans un tel système. C'est le plus grand réseau de chauffage urbain en Amérique du Nord (District Energy St. Paul, 2008). Le réseau a diminué de 70 % son utilisation de charbon en intégrant une de cogénération alimenté de biomasse urbaine et d'autres matières organiques (sic). Leur réseau chauffe et refroidit plus de 187 immeubles (2,95 millions de mètres carrés), 300 maisons de ville et génère 168 MW. L'énergie est produite à partir de quatre chauffe-eau au gaz et à l'huile, deux chaudières au gaz et au charbon et une génératrice à turbine d'une capacité de 860 kW.

À Montréal, le biogaz provenant du lieu d'enfouissement sanitaire (LES) du CESM est mis en valeur par l'entreprise Gazmont, récemment acquis par Biothermica. La centrale produit surtout de l'électricité, mais elle fournit aussi l'eau chaude à un bâtiment voisin, soit la Cité des arts du cirque. Biothermica a annoncé en juillet dernier qu'elle souhaite l'extension du projet de chauffage urbain. Selon l'entreprise, le réseau de chauffage urbain s'étendra graduellement aux établissements institutionnels, commerciaux et industriels situés à proximité (Biothermica, 2011).

3.1.1 Cogénération

La valorisation thermique est souvent faite en cogénération. Dans ce cas, l'énergie thermique provient de chaleur résiduelle d'un autre scénario de mise en valeur. Cette approche permet d'augmenter l'efficacité énergétique des opérations. Le cas de la cogénération d'énergie électrique avec récupération de chaleur est le plus cité dans la littérature technique, qui réfère souvent à ce mode de production comme « *combined heat and power* » ou énergie électrique et thermique combinée (traduction libre). C'est d'ailleurs

le mode de mise en valeur du biogaz le plus répandu en Allemagne (Chantain *et al.*, 2008). Faisant foi de son efficacité, l'Union européenne récemment a adopté une directive pour en faire la promotion de la cogénération à des fins d'efficacité énergétique (Claverton Energy Research Group, 2011).

La production de chaleur et d'électricité suppose un moteur thermique et une génératrice d'électricité. Les cogénérateurs peuvent-être alimentés de moteurs diesel-biogaz (*dual fuel*) ou de moteurs à allumage commandé et d'une génératrice synchrone ou asynchrone, soit en parallèle avec le réseau d'électricité conventionnel ou indépendamment (Labeyrie, 2007). La récupération de chaleur provenant de la production électrique peut atteindre de 60 à 90 %, dépendamment qu'elle provienne d'un moteur à gaz ou d'une turbine à combustion (Chantain *et al.*, 2008).

La valorisation thermique peut aussi inclure le refroidissement de l'air ambiant en réutilisant l'eau chaude, la vapeur ou encore en utilisant le biogaz pour alimenter des systèmes à absorption au gaz naturel, soit des réfrigérateurs à gaz ou au pétrole. Cette option est intéressante pour l'utilisation du biogaz durant l'été ou encore dans les pays chauds. Il s'agit alors de trigénération. Un système de trigénération a d'ailleurs été conçu pour l'aéroport de Bordeaux (Labeyrie, 2007).

3.2 Électricité

La production d'électricité par le biogaz est une autre option de mise en valeur existante. Elle contribue à la production d'électricité renouvelable.

3.2.1 Cas existants

La production d'électricité issue du biogaz est une technique éprouvée. Plusieurs types d'installations existent et des entreprises offrent des installations « clé en main » pour des installations allant de 30 kW à plus de 1 MW (Ernst et Young, 2010).

En Allemagne, 10 % de l'électricité produite provient de la mise en valeur du biogaz. En 2006, ce sont 5,4 milliards de kWh qui ont été générés, pour une puissance installée de 1 110 MW (APESA, 2006). Aux États-Unis, environ 0,2 % de la production électrique

(environ 9 milliards de kWh) provient de la mise en valeur du biogaz, majoritairement des sites d'enfouissement (Olah *et al.*, 2006).

À Montréal, un partenariat a été établi en 1996 avec l'entreprise Gazmont pour convertir le biogaz récupéré du LES du CESM, afin de valoriser le biogaz et de produire de l'électricité (Ville de Montréal, 2011b). Aujourd'hui, la centrale électrique de Gazmont possède une capacité de 23 MW, ce qui équivaut à la consommation d'environ 15 000 résidences. L'électricité générée alimente directement le réseau d'Hydro-Québec.

De nouveaux projets sont à venir au Québec. EBI Énergie annonce qu'elle produira de l'électricité à partir du biogaz à compter de 2012, dans le cadre d'une entente avec Hydro-Québec Distribution (CNW Telbec, 2010), alors que Waste Management annonce la construction d'ici 2014 d'une centrale de production d'électricité à partir des biogaz du LES de Drummondville (Biopterre, 2011). L'électricité générée sera distribuée sur le réseau d'Hydro-Québec.

L'alimentation de génératrices permet aussi d'approvisionner des millions de foyers, entre autres en Inde et en Chine. Il s'agit souvent de bioréacteurs construits de barils de plastique, alimentés de résidus de cuisine, ou encore de plus gros bioréacteurs souterrains en ciment, alimentés en fumier. Le biogaz est acheminé directement à un brûleur pour la cuisine ou à une génératrice. Le cas d'un système de production de biogaz centralisé permettant d'alimenter deux cents foyers du village de Pura (Inde) en électricité à bas prix est un exemple concret des avantages du biogaz. Grâce à ce système, le village a pu augmenter la quantité de foyers ayant accès à l'électricité à 20 % au dessus de la moyenne nationale (Rajabapaiah *et al.*, 1993). En Chine, il est estimé que sept millions de bioréacteurs sont en utilisation. La productivité d'un bioréacteur dépendra de la quantité et le type de substrat qui l'alimente. Le taux de production varie entre 0,15 à 0,4 m³ de biogaz par jour (Polprasert, 2007).

3.2.2 Contraintes spécifiques

Comme le démontre l'exemple du CESM, convertir du biogaz issu d'un LES a dépassé l'étape de l'essai à Montréal. Le partenariat entre la municipalité et l'entreprise Gazmont a survécu 15 ans jusqu'à maintenant.

Les projets de biométhanisation montréalais voulant bénéficier des subventions du Programme du MDDEP et qui envisage la production d'électricité devront cependant faire face à une contrainte. Décrite à la section 1.1.1 du cadre normatif, une clause oblige la substitution significative de carburant ou de combustible fossile en utilisation au Québec. N'ayant pas précisé ce qui constitue une « substitution significative », le MDDEP laisse une marge de manœuvre aux demandeurs. Si l'électricité au Québec était produite à partir de centrale au gaz naturel ou au charbon, la substitution avec de l'électricité produite à partir de biogaz serait valide et évidente, mais comme ce n'est pas le cas, d'autres options de substitution doivent être explorées.

Une autre contrainte à mentionner pour les projets de biométhanisation voulant produire et vendre de l'électricité est la distribution. Le Québec fait office d'exception dans ce domaine, car les autres pays recensés dans cette recherche ont fait état de la nécessité d'importants ajustements techniques et/ou administratifs afin de permettre la distribution d'électricité aux réseaux électriques existants. Aux États-Unis, il n'y a pas de standard pour l'interconnexion de réseaux électriques et la réglementation des administrations régionales et municipales limitent dans certains cas l'ajout de nouvelles sources d'électricité (Park, 2004).

3.2.3 Électrification des transports

En vue de la contrainte de substitution obligatoire d'hydrocarbures fossiles, au moins une option de production électrique peut être envisagée : l'électrification des transports.

Le secteur des transports accapare le quart de l'énergie consommée au Québec, dépend à environ 99 % du pétrole pour son approvisionnement énergétique et consomme environ les deux tiers des produits pétroliers au Québec (MRNF, 2006). Ce secteur est celui qui émet le plus de GES au Québec, soit environ 35,8 millions de tonnes (44 %) (Hydro-Québec, 2011a). Cette année, Hydro-Québec a annoncé la mise en place du premier réseau de bornes de recharges publiques pour véhicules électriques au Canada, « *le Circuit électrique* », qui proposera une centaine de bornes de 240 V, dont les premières seront en place en 2012 (*ib.*). Plusieurs projets de développement de bornes de recharge pour voitures électriques sont en développement à l'heure actuelle. En France, treize municipalités participent à un plan ministériel pour le développement des voitures propres qui a pour

objectif d'équiper 1 250 sites de bornes d'ici l'année prochaine (Plateaux, 2011; ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement de la France (MEEDDM), 2010). Le pont entre le biogaz et les bornes de recharge prendrait forme lorsqu'une unité de production d'électricité au biogaz approvisionnerait un poste de bornes pour voitures électriques, contribuant indirectement au remplacement des hydrocarbures dans le domaine des transports.

Enfin, avant de pouvoir alimenter des bornes de recharges, l'électricité doit être produite et possiblement transportée et stockée. Pour produire l'électricité à partir du biogaz, trois techniques principales existent : la turbine à vapeur, la turbine à gaz et le moteur à combustion (Bajeat, 1988; Tchobanoglous et *al.*, 1993). S'ajoute plus récemment à ces techniques la pile à combustible. Techniquement, le biogaz peut être utilisé directement dans un moteur à combustion interne ou une turbine à gaz. Les moteurs à combustion conviennent le mieux aux installations de 50 kW à 50 MW. Il est suggéré de les démarrer au propane ou au gaz naturel jusqu'à ce que la température d'opération optimale soit atteinte et également vingt minutes avant la fin de l'utilisation. Ainsi, les problèmes associés à la corrosion due au H₂S peuvent être diminués, voire évités. La turbine à gaz est plutôt utilisée pour les installations de 1 à 5 MW. Dans ces cas, le biogaz est préalablement comprimé à haute pression pour augmenter l'efficacité. Pour des installations plus puissantes, la production de l'énergie électrique est effectuée à l'aide d'une turbine à vapeur (Tchobanoglous *et al.*, 1993). Les rendements énergétiques dépendent beaucoup de l'entretien de l'équipement, le modèle et la qualité du biogaz (Bajeat, 1988).

3.3 Insertion dans le réseau de gaz naturel

L'insertion du biogaz dans le réseau de distribution de gaz naturel est une autre option envisageable pour la mise en valeur du biogaz. L'insertion comporte plusieurs avantages. Elle permet la délocalisation de l'utilisation du biogaz hors du site de production. C'est-à-dire, qu'il devient possible de transporter le biogaz pour la valorisation énergétique dans des secteurs éloignés du site de production. De plus, les infrastructures de distribution sont déjà en place et les clients déjà connectés (Lindner *et al.*, 2010). Ainsi, il devient facile d'accroître le nombre d'utilisateurs et les gains financiers. En 2004, Gaz Métro estimait que si les 680 à 850 Mm³ de biogaz générés par les 65 LES au Québec étaient valorisés et

transformés en biométhane, environ 370 Mm³ de méthane pourraient être produits, ce qui représente un marché potentiel de 75 millions de dollars annuellement (Gaz Métro, 2004). L'insertion permet également l'intégration horizontale comme stratégie d'approvisionnement énergétique; moyennant une production et insertion répandue de biogaz (Parks, 2004). Finalement, l'insertion à l'avantage de permettre plusieurs options de mise en valeur du biogaz, telle l'utilisation comme carburant, pour le chauffage ou l'électricité, ainsi que pour des procédés industriels. L'insertion n'est en fait qu'une manière de rentabiliser le biogaz produit.

3.3.1 Cas existants

À l'heure actuelle, les projets d'insertion de biométhane dans les réseaux de distribution de gaz naturel sont encore peu nombreux, mais cette option de mise en valeur est en plein essor. Les pays en Europe ayant des projets d'insertions actifs sont l'Allemagne, l'Autriche, la Finlande, les Pays-Bas, la Suisse et la Suède (voir section 3.4.3) (Ernst et Young, 2010). En 2006, en France, deux projets pilotes ont été terminés avec succès (APESA, 2006) et l'Agence française de sécurité sanitaire, de l'environnement et du travail (AFSSET, 2006) a rendu une décision positive concernant les risques pour la santé humaine de l'injection des biogaz épurés issus de LES et de la méthanisation de déchets non dangereux (biodéchets triés à la source ou déchets ménagers; déchets organiques agricoles; déchets de la restauration collective et déchets organiques fermentescibles de l'industrie agroalimentaire). Cependant, l'AFSSET ne s'est pas prononcée sur les risques reliés aux biogaz provenant de la méthanisation des déchets industriels divers et des boues d'épuration. Selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie de la France (ADEME), seulement une l'installation de méthanisation de Lille considère l'injection à courte échéance (Ernst et Young, 2010). Selon cette étude, la barrière économique reliée aux coûts d'épuration du biogaz expliquerait le manque d'engouement de la part des installations de méthanisation.

Au Québec, seulement une installation de biométhanisation injecte du biogaz dans le réseau de gaz naturel. Il s'agit du biogaz issu du site d'enfouissement de Saint-Thomas, géré par la compagnie EBI. Depuis 2004, EBI Énergie a entamé une collaboration avec Gaz Métro et Gazoduc Trans-Québec & Maritimes inc. afin d'injecter ses 20 000 mètres cubes de

méthane. Cette injection a dû être autorisée par l'Office national de l'énergie et doit respecter les normes de TransCanada Pipelines (Gaz Métro, 2004; EBI Énergie, 2004).

3.3.2 Transformation du biogaz pour l'insertion

La transformation du biogaz en biométhane (un gaz assimilable au gaz naturel) est une étape nécessaire à l'insertion et elle permet indirectement l'utilisation du biogaz dans certains procédés qui ont un besoin thermique plus élevé. Ceci s'explique par le fait que le pouvoir calorifique du gaz naturel, donc du biométhane, est de l'ordre de 30 Btu/m³ alors que celui du biogaz brut oscille entre 10,5 et 16 Btu/m³ (Gaz Métro, 2004).

L'épuration du biogaz ou transformation du biogaz en biométhane est ce qui permet d'envisager l'injection. C'est-à-dire que le biogaz doit forcément être transformé en un produit assimilable au gaz naturel présent dans le réseau afin de pouvoir le substituer et d'y être mélangé. La composition finale souhaitée du biogaz, ainsi que sa pression, dépendra donc des propriétés du gaz naturel à l'intérieur des infrastructures d'un réseau et des spécifications techniques imposées par ses gestionnaires (APESA, 2007). Selon Sophie Brochu, présidente de Gaz Métro, des partenariats sont en développement pour définir les modalités d'injection techniques et économiques du biométhane dans le réseau de distribution (Gaz Métro, 2010). À l'heure actuelle, le procédé de mise en valeur de EBI Énergie inclut plusieurs opérations d'épuration : déshydratation, compression, filtration, absorption et séparation membranaire (EBI Énergie, 2004).

Il est important de rappeler que le gaz naturel, à l'origine, était perçu comme un sous-produit indésirable de l'extraction du pétrole (Olah et *al.*, 2006). Sa composition varie en fonction de la zone géographique, la formation géologique ou le réservoir d'origine duquel il est extrait (Conférences des Nations unies sur le commerce et le développement (CNUCED), 2007). Le gisement de gaz naturel de Lacq, en France, produit un gaz naturel brut composé des gaz suivants : CH₄ (69 %), H₂S (15 %), CO₂ (10 %), d'éthane C₂H₆ (3 %), de propane C₃H₈ (1 %), de butane C₄H₁₀ (1 %) et de 2-pentène C₅H₁₀ (1 %) (Labeyrie, 2007). Le gaz naturel brut, après l'extraction, doit aussi subir des transformations afin d'être transporté et commercialisé. Tout comme le biogaz, le gaz naturel commercialisé est composé presque exclusivement de méthane avec des traces d'éthane. (CNUCED, 2007). En effet, afin d'être admis dans le réseau de distribution, le

gaz naturel doit aussi être conforme aux normes des gestionnaires d'un réseau; il doit être épuré afin d'en extraire l'eau, les particules solides, les contaminants comme l'H₂S et les contaminants traces. Finalement, les hydrocarbures possédant une valeur plus élevée doivent être extraits (*ib.*). De plus, le gaz doit être odorisé avant l'injection. Une centrale en Suède ajoute le tetrahydrothiophen à des concentrations allant jusqu'à 22 ppm afin d'odoriser le biométhane (Lindner *et al.*, 2010). Enfin, s'il s'agit de transport international, le gaz sera liquéfié, ce qui enlève la majorité des impuretés, produisant presque du méthane pur (Olah *et al.*, 2006).

Compte tenu des transformations que doit subir le gaz naturel brut, les transformations nécessaires à l'insertion du biogaz ne sont pas extraordinaires. La comparaison de la composition du gaz naturel brut et du biogaz brut provenant de la méthanisation de résidus organiques domestiques révèle que leurs compositions sont voisines (Labeyrie, 2007). Comme expliqué à la section 1.2, le biogaz peut contenir des teneurs similaires en CH₄, bien que souvent moindres, et il contient généralement plus de CO₂ et moins de H₂S. Les principales différences entre les deux gaz sont que le biogaz ne contient qu'un hydrocarbure, le méthane, et dans certains cas, la présence de différents composés traces provenant des sites d'enfouissement et/ou des eaux usées, tels les métaux traces, les composés organiques volatils siliciés (COVSi) et les composés organo-halogénés. Le tableau 3.3 décrit la composition du biogaz de décharge, les teneurs moyennes des composés, ainsi que la qualité du biogaz en fonction des composés épurés.

Il est à noter que le biogaz brut provenant d'un centre de méthanisation diffère de celui provenant d'un LES. Dans le cas du LES, le substrat produisant le biogaz est hétérogène; aucun tri n'est effectué, ce qui explique la présence de substances trace dans le biogaz, comme mentionné ci-haut. Dans une usine de biogaz, la production est effectuée dans un environnement contrôlé à partir d'un mélange de résidus organiques. La méthanisation en centrale permet de filtrer le substrat, les extrants et permet d'inhiber ou d'inciter la production de certains composés chimiques.

En corollaire, les techniques d'épuration nécessaires dépendront de la composition du biogaz, et de sa provenance. Il n'existe toujours pas de standards internationaux définissant les conditions d'injection du biogaz dans un réseau de distribution (Ernst et Young, 2010).

Tableau 3.3 Influence de la composition sur la qualité du biogaz de décharge (tiré de Chantain *et al.*, 2008, p. 468).

Composés	Teneur moyenne en % vol.	Qualité du biogaz en fonction des composés épurés		
		Haute	Moyenne	Faible
CH₄	30-60			
CO₂	20-50			
N₂	< 10			
O₂	< 2			
H₂	Traces			
CO	Traces			
Composés soufrés (H ₂ S, mercaptans)	Traces			
NH ₃	Traces			
Hydrocarbures	Traces			
Composés organo-halogénés	Traces			
COVSi	Traces			
H ₂ O	Saturation			
Particules	Traces			

Toutefois, Gaz réseau Distribution France (GrDF, 2011) émet depuis peu des cahiers de charges fonctionnels sur les caractéristiques du biogaz, sur les stations d'odorisation, les postes d'injections et les dispositifs de mesurages. Les teneurs en oxygène et le point de rosée sont souvent les plus limitants (Ernst et Young, 2010).

3.3.3 Techniques de transformation du biogaz

Les deux types de transformations que peut subir le biogaz sont l'épuration et l'enrichissement. L'épuration sert à éliminer les substances indésirables et les polluants traces, alors que l'enrichissement sert à extraire le CO₂ pour arriver à une qualité de gaz comparable au gaz naturel (Wellinger, 2009).

Comme il a été précédemment mentionné, les substances critiques dans le biogaz sont la vapeur d'eau, les composés halogénés, les COVSi, dont les siloxanes, et le soufre sous forme d'H₂S. Plusieurs méthodes ont été développées pour parvenir à les épurer. Les étapes

d'épurations et d'enrichissement du biogaz les plus communes sont le lavage à l'eau, consistant en la dissolution dans l'eau du CO₂ et l'H₂S, suivi des procédés de séchage et finalement la compression à environ 200 bars (Labeyrie, 2007). Ce sont des procédés parfaitement adaptés à la production du biométhane lorsque le biogaz provient uniquement des résidus de cuisine.

La réduction de la teneur en hydrogène sulfuré peut être accomplie par au moins sept méthodes différentes. Par la voie physico-chimique, il y a le lavage à l'eau. Cette technique consiste à laver sous pression les gaz dans l'eau. Les solubilités de l'H₂S et du CO₂ sont respectivement 85 et 30 fois supérieures à celle du CH₄. Une portion minime de méthane se solubiliserait inévitablement durant le procédé (Chatain *et al.*, 2008; Wellinger, 2009). Verdesis, une compagnie spécialisée dans le domaine du traitement du biogaz, utilise une solution d'eau et d'hydroxyde de sodium afin d'augmenter l'efficacité du procédé de lavage. Une autre technique est la réaction sur les oxydes de fer ou sur des « *éponges ferrugineuses* » en présence d'eau : « *il s'agit d'une minéralisation du soufre par formation de sulfures de fer* » (Chatain *et al.*, 2008, p. 474).

L'adsorption sur du charbon actif est un autre procédé, permettant également l'élimination des organo-halogénés et des métaux lourds. Toutefois, puisque le charbon activé doit être renouvelé fréquemment (car il est difficile de le régénérer) le procédé est deux à trois fois plus coûteux que la réaction avec les oxydes de fer (*ib.*). Lorsque la concentration en H₂S excède 1 500 mg/m³, il est suggéré de procéder au lavage avec une solution aux composés halogénés, afin d'augmenter la longévité du filtre au charbon actif (Verdesis, 2011; Chatain *et al.*, 2008). D'autres techniques existantes pour éliminer l'hydrogène sulfuré sont : le lavage aux glycols, aux amines ou encore dans une solution de chlorure ferrique; l'oxydation biologique sur lit filtrant; et l'ajout d'air ou d'oxygène directement dans le digesteur (Wellinger, 2009).

Dans le cas de l'insertion, pour des raisons de sécurité l'élimination ou la diminution des teneurs en oxygène est imposée. Un traitement thermique catalytique est alors nécessaire. Lors de ce procédé, une partie du méthane est toutefois consommé. Ce procédé doit suivre la désulfuration et doit précéder la décarbonisation (extraction du CO₂) et la déshydratation (séchage) (Chatain *et al.*, 2008).

La séparation par membranes est une autre technique permettant d'élimination de l'eau, du CO₂, du soufre et l'ammoniac. Elle consiste à la séparation du gaz à haute pression par des membranes d'acétate de cellulose qui séparent les petites molécules, à l'exception de l'hydrogène. Cette technique a toutefois le désavantage de causer des pertes en méthane de l'ordre de 15 % (Hitzberger, 2008).

L'enrichissement du biogaz est aussi nécessaire pour l'insertion. La technique la plus utilisée est le tamis moléculaire, ou l'adsorption modulée en pression PSA (*Pressure Swing Adsorption*), car elle fournit un biométhane de haute qualité. La technique permet d'enrichir le biogaz jusqu'à des teneurs d'au moins 90 % en succédant des phases d'adsorption et de désorption dans des petites cuves. Plusieurs tailles de tamis et des pressions d'applications différentes permettent d'éliminer autant le CO₂, que le soufre et l'ammoniac. Un des avantages de cette technique est la simplicité du processus et la basse consommation d'énergie (Labeyrie, 2007; Hitzberger, 2008; Berndt, 2005). Xebec, une entreprise québécoise de construction de centrales de transformation de biogaz, inclut le PSA dans ses petites installations de purification de biogaz (Xebec, 2011).

L'enrichissement est suivi de la déshydratation par séchage. Encore là, plusieurs méthodes existantes peuvent déshydrater le biogaz : absorption, adsorption, condensation. L'absorption de l'eau peut s'effectuer par des glycols, des chlorures de calcium ou de lithium. L'absorption au glycol a les avantages de fonctionner en continu et de pouvoir se régénérer : le lavage du glycol peut-être effectué à l'aide d'un gaz inerte et la chaleur (évaporation de l'eau captée) ou encore par aspiration (Bajeat, 1988).

Finalement, il existe des techniques plus compliquées, permettant entre autres d'épurer le biogaz des COVSi (VMS ou Volatil Methyl Siloxane dans la littérature anglophone). Ces composés proviennent des silicones dans les produits de consommation courante (résines, huiles, produits de nettoyage, cosmétique, vernis, agents séparateurs), mis au rebut ou dans le système des eaux usées, qui se dégradent en composés plus petits et volatils (Chatain, 2008; Accettola and Haberbauer, 2005). Les études démontrent que la concentration des COVSi est en augmentation depuis des années. Ces composés causent des problèmes techniques lorsqu'ils sont oxydés à haute température dans les chambres de combustion, ce qui conduit à la formation de dépôts blanchâtres et vitreux composés majoritairement de

dioxyde de silicium (SiO_2) dans les moteurs ou dans les brûleurs. Ces dépôts causent le vieillissement prématuré des moteurs et diminuent leurs performances. Certaines techniques permettant le traitement des COVSi sont la condensation cryogénique, l'adsorption sur des tamis de graphite polymorphes, l'absorption au polyéthylène de glycol et possiblement la biodégradation (*ib.*). La biodégradation des COVSi peut nécessiter un temps de repos d'au moins trois mois (Popat and Deshusses, 2008). Verdesis (2011) propose l'adsorption par graphite actif comme technique d'épuration des COVSi.

3.4 Biogaz carburant

Le biogaz carburant est une voie de mise en valeur du biogaz qui est spécifique au secteur des transports. Ce mode de mise en valeur s'insère à deux groupes de carburants alternatifs aux carburants fossiles conventionnels. D'une part, compte tenu de son origine organique, le biogaz carburant, ou biométhane, fait partie du groupe des biocarburants qui prend de l'ampleur et se positionne depuis plusieurs années comme le substitut à l'essence et au diesel. D'autre part, compte tenu de ses propriétés physico-chimique, le biométhane s'intègre au marché du gaz naturel véhicule, qui connaît récemment un regain de popularité.

À un moment où le prix du pétrole est en hausse et le niveau de CO_2 dans l'atmosphère inquiète, les alternatives aux carburants fossiles attirent facilement l'attention. Comme mentionné à la section 3.2.1, le secteur des transports est le plus grand émetteur de GES au, ainsi que le plus grand consommateur de pétrole (MRNF, 2006; Hydro-Québec, 2011a).

3.4.1 Biocarburants

À la base, un carburant est un combustible qui alimente un moteur thermique, tel un moteur de combustion interne comme le moteur à essence ou le moteur diesel, afin de transformer de l'énergie chimique en énergie mécanique.

Selon le département de l'Agriculture des États-Unis (USDA), la production mondiale de biocarburants a passé de 18 à 60 milliards de litres/an entre 2000 et 2007, ce qui représente 3 % de la réserve mondiale de carburants (Bhunja *et al.*, 2010). Les deux biocarburants principaux sont le biodiesel et l'éthanol, lesdits biocarburants traditionnels. Le méthyl tert-butyle éther (MTBE) n'a pas été considéré. La production mondiale d'éthanol pour le

carburant a triplé entre 2000 et 2007, passant de 17 milliards à 52 milliards de litres/an, alors que la production du biodiesel est passée durant la même période de 1 milliard à 11 milliards de litres/an (PNUE, 2009). Au Canada, la production annuelle d'éthanol et de biodiesel s'élève à environ 740 millions de litres (Cheminfo Services, 2009). En comparaison, selon l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP, 2011), en 2010 environ 40 millions de barils de pétrole brut de 159 litres sont produits par jour sur la planète, soit 2 321 milliards de litres par an. Aux États-Unis, chaque baril de pétrole raffiné produit environ 72 litres d'essence, 45 litres de diesel et 7,5 litres de mazout à chauffage (U.S. Energy Information Administration (EIA, 2011).

L'éthanol, ou éthyle alcool $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$, est surtout utilisé en Amérique du Nord et en Europe comme carburant à indice octane élevé dans des véhicules à haute performance ou comme additif (Coelho and Goldemberg, 2004). Au Brésil, en 2004, plus de quatre millions de voitures fonctionnaient à l'éthanol pur. Toute l'essence au pays est mélangée avec un pourcentage d'éthanol, de 20 à 26 %. L'éthanol (comme le méthanol) a l'avantage de procurer des meilleurs taux de compression, des temps d'allumage plus rapide et plus de pouvoir au moteur, ainsi que d'avoir une pression vapeur moins élevée et d'être moins inflammable, mais le désavantage de procurer moins de kilomètres au litre en raison de son coefficient stoechiométrique plus élevé (Çelik *et al.*, 2011, Zhu and Venderbosch, 2005; Sayin, 2010).

Le biodiesel est, lui, un biocarburant produit à partir d'huiles végétales (colza, soya, palme), et/ou d'huile de friture recyclée, et/ou de gras d'animal (CQB, 2010; Rothsay, 2009). L'huile végétale est utilisée comme carburant dans les moteurs diesel depuis le début du 20^e siècle, alors que Rudolf Diesel démontrait que son moteur pouvait fonctionner à l'huile d'arachide (Coelho and Goldemberg, 2004).

Ces biocarburants créent de l'engouement et de la controverse pour des raisons diverses. Premièrement, selon certains auteurs ils sont considérés comme le seul substitut possible aux carburants fossiles, puisque la biomasse serait la seule source de carbone renouvelable disponible en quantité suffisante (Klass, 2004).

Deuxièmement, leur production a été accusée d'être en partie responsable de la hausse du coût des céréales qui a provoqué la plus récente crise alimentaire. La multiplication de la spéculation sur les marchés des produits agricoles due aux investissements en biocarburants est, selon certains, une des causes principales de la crise alimentaire, même si la conjonction de plusieurs éléments est mise en cause (PNUE, 2009). L'Afrique du Sud, exportateur de maïs, a d'ailleurs réagi en rationnant l'utilisation du maïs pour la production d'éthanol (Fleshman, 2008). D'autres, comme Lula da Silva (2008), ancien président du Brésil, se portent à la défense des biocarburants et blâment plutôt les pays riches qui accordent trop de subventions aux agriculteurs, les changements climatiques et le prix du pétrole.

Troisièmement, les biocarburants attirent de l'attention en raison de leur bilan de carbone intéressant et leur faible impact sur la qualité de l'air. En ce qui concerne le bilan de carbone des biocarburants, le seul consensus est qu'il est plus positif que le bilan des carburants fossiles. Une des raisons attribuables à ces diminutions par rapport aux carburants fossiles est que le CO₂ relâché lors de l'utilisation du carburant est dite contrebalancé par le carbone capté par la matière organique lors de sa croissance, permettant un bilan de carbone plus équilibré. Le carbone fixé par la matière organique à l'origine du pétrole est considéré comme étant trop éloigné dans le temps pour être comptabilisé.

Les résultats des études sur les bilans de carbone des biocarburants ne reproduisent pas des résultats équivalents. Selon une analyse de cycle de vie menée pour l'Association canadienne de combustibles renouvelable (ACCR, 2010; Cheminfo Services, 2009), le biodiesel réduit les GES à un taux de 99 % par rapport aux carburants fossiles, alors que l'éthanol réduit les GES de 62 %. Cependant, selon les données recueillies par le département de l'énergie des États-Unis (2010) l'éthanol provenant du maïs procure une réduction de GES moyenne de 19 % sur le cycle de vie, taux qui peut être amélioré si le gaz naturel (28 %) ou la biomasse (52 %) est utilisé pour sa production. L'éthanol provenant de la canne à sucre augmenterait la réduction à 78 % (*ib.*). Si la réduction se situe seulement autour de 19 % c'est que la production d'éthanol maïs nécessite beaucoup d'énergie, autant

pour la transformation, que pour l'agriculture de milliers d'hectares de maïs qui doivent être fertilisés, arrosés, etc.

Les opposants aux biocarburants critiquent la perte de puits de carbone naturel, voire la perte de forêts, due à l'empiétement de l'agriculture sur des terrains vierges, ainsi que d'autres pressions environnementales inhérentes à l'agriculture industrielle, telles la dégradation des sols et la contamination des eaux de surface et souterraines (Cimitile, M., 2009; Ford Runge, 2010). Dans tous ces cas, il s'agit d'éthanol ou de biodiesel dit de première génération, soit de cultures de végétaux pour la production. Un article de la revue *Science* rappelle que pour remplacer 10 % du pétrole et du diesel en utilisation aux États-Unis et en Europe, respectivement environ 43 et 38 % des terres cultivées actuellement seraient requises (Righelato and Spracklen, 2007). Si l'objectif est la réduction des GES, ces auteurs suggèrent plutôt la conservation et la restauration des forêts et prairies naturelles.

Concernant les émissions atmosphériques lors de la consommation des biocarburants, les résultats varient. Les émissions de l'utilisation du biodiesel, par exemple, contiennent généralement moins de soufre et de particules fines (Coelho and Goldemberg, 2004; Bhunia *et al.*, 2010), mais sont globalement soit neutres ou soit légèrement meilleures que les carburants conventionnels en ce qui a trait aux émissions polluantes en général et aux GES : particules, monoxyde de carbone (CO), hydrocarbures totaux, oxydes d'azote (NO_x), oxydes de soufre (SO₂), hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et CO₂ (STM, 2003; ACCR, 2010). Les moteurs au gaz naturel ou au biométhane produisent, elles, des émissions plus basses sur toute la gamme (Biogasmax, 2010).

L'utilisation de biocarburants continuera son ascension, due aux programmes de lutte contre les changements climatiques, aux programmes incitatifs de différentes administrations publiques vis-à-vis l'industrie et le consommateur, ainsi que des obligations d'intégration d'un pourcentage de biocarburants dans l'essence. En Europe, la directive 2003/30/EEC stipulait que les États membres devaient assurer qu'une proportion minimale de biocarburants soit intégrée aux carburants conventionnels (Murphy and McCarthy, 2005). En date du 31 décembre 2010, cette proportion devait être fixée à 3,75 %, mais la directive 2009/28/CE a abrogé l'ancienne directive, haussant l'objectif à au moins 10 %

pour le secteur des transports d'ici 2020 (Europa, 2010). Au Canada, une stratégie fédérale envisage d'exiger une moyenne de 5 % de carburants renouvelable dans l'essence (ACCR, 2010). Deux programmes incitent la production de biocarburants actuellement : le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants et l'Initiative pour un investissement écoagricole dans les biocarburants (Conseil québécois du biodiesel (CQB), 2010). Toutefois, les biocarburants les plus populaires, dont l'éthanol à base de maïs, voient diminuer leur appui politique. En effet, le Sénat américain a voté contre le renouvellement des subventions à l'industrie de l'éthanol en juin dernier. Le vote doit être confirmé par le Congrès américain, mais il a tout de même eu l'effet de faire baisser de 12 % le cours du maïs à la bourse de Chicago. Cependant, les compagnies pétrolières doivent continuer d'intégrer 12,6 milliards de litres/an à l'essence aux États-Unis (Doggett, 2011).

3.4.2 Véhicule au gaz naturel

À l'heure actuelle, il y a plus de 12 millions de véhicules au gaz naturel (VGN) en utilisation dans le monde (NGV Global, 2010), environ 110 000 aux États-Unis et 12 000 au Canada. Le gaz naturel sert également à propulser différents véhicules terrestres, aériens, ferroviaires et maritimes (Gaz Métro, 2011a). L'Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel (ACVGN, 2011) liste plusieurs modèles de véhicules disponibles au Canada, notamment un autobus scolaire, une resurfaeuse à glace, un monte-charge, des véhicules légers de Ford et General Motors et des camions spécialisés et de transports de divers fabricants (Mack, Peterbilt, Freightliner, Autocar, American LaFrance). L'utilisation de gaz naturel permet de diminuer de 25 % les GES et permet quasiment d'éliminer les contaminations responsables du smog et des pluies acides (Gaz Métro, 2011a).

Le gaz naturel est utilisable dans un moteur à combustion interne conventionnel, moyennant une adaptation au niveau du stockage, soit à allumage commandé, tout comme de l'essence conventionnelle, ou encore à allumage spontané dans un mélange de diesel. Il existe en réalité plusieurs systèmes moteurs sur le marché pouvant fonctionner avec du gaz naturel : le système dédié ou monovalent dans un moteur essence, où le gaz naturel est la seule source de carburant ou avec un réservoir d'essence de réserve; le système bivalent avec moteur à essence, utilisant au choix l'essence (ou un autre combustible tel l'éthanol) ou le gaz naturel; le système *tri-fuel* ou *flex-fuel*, qui est spécifiquement mis en marché pour

utiliser soit en mélange ou séparément l'éthanol et l'essence ou uniquement le gaz naturel; le système *dual-fuel* dans un moteur diesel, utilisant un mélange de gaz naturel et de diesel; ou encore le *HPDI*, un moteur de Westport Innovations injectant à haute pression un mélange de diesel et de gaz naturel (NGV Global, 2010; Linder *et al.*, 2010). Les moteurs n'utilisant que le gaz naturel ou le biométhane offrent l'avantage d'une consommation de carburant moins élevée, ce qui diminue intrinsèquement les émissions de GES. Le fabricant Honda offre une automobile dédiée au gaz naturel, la Civic GX, mais elle n'est pas encore en vente au Canada (Honda, 2011). Les moteurs bivalents et tri-fuel ont par contre l'avantage considérable de permettre d'utiliser l'essence au besoin, ce qui est fort utile à l'heure où les stations de gaz naturel sont rares (Linder *et al.*, 2010).

Deux modes de stockage du gaz naturel dans le véhicule sont offerts actuellement sur le marché : le gaz naturel comprimé (GNC) ou le gaz naturel liquéfié (GNL). Le GNC est stocké à une pression d'environ 250 bars dans des réservoirs cylindriques construits à cet effet. Ce mode de stockage est surtout utilisé pour les véhicules légers, car il permet une capacité de stockage moins élevée. Plusieurs modèles de cylindres existent sur le marché. Les variables sont le type et la qualité des matériaux utilisés, la technologie de fabrication et, évidemment, la capacité du réservoir. La sécurité en cas d'impact et le poids sont les facteurs les plus importants. Le gaz naturel passe à l'état liquide à une température de moins 162 °C, ce qui diminue les étapes de purification nécessaire et permet d'atteindre environ 600 fois la densité du gaz naturel à pression ambiante. La densité élevée du GNL permet de stocker plus d'énergie dans le même espace. Les réservoirs de GNL permettent de maintenir la température requise pour une ou deux semaines. Ce mode de stockage est surtout utilisé pour les véhicules lourds (NGV Global, 2010).

Le GNL et le GNC sont associés à deux différents modes de distribution. Une station de distribution de GNC peut être installée partout où passe un gazoduc. Ces stations peuvent remplir des réservoirs à la même vitesse que le fait une station essence conventionnelle, ce qui implique la présence de gros compresseurs et des réservoirs de stockage à hautes pressions (*fast-filling* ou remplissage rapide) (ACVGN, 2011). Il existait en 2008 environ 1 700 stations-service au gaz naturel en Europe (Hitzberger, 2008). Dans des cas de flottes captives, tels des véhicules municipaux, des compresseurs de moindre capacité peuvent

remplir les réservoirs individuels durant la nuit (*slow-filling* ou remplissage lent). Au Canada, il y a présentement quatre-vingt stations publiques de distribution de GNC. La région de Toronto en compte dix (ACVGN, 2011).

La distribution du GNL se fait par voie maritime et terrestre. Le GNL est livré à une station comprenant un réservoir cryogénique. Le Canada ne compte que deux stations privées de distribution de GNL pour le moment, dont une dans un centre expérimental. Selon l'ACVGN (2011), d'autres stations de distribution de GNL viendront puisque les entreprises de distribution de gaz naturel commenceront à en distribuer.

Au Québec, plusieurs projets d'intégration du gaz naturel dans le domaine des transports font apparition. Cette année, le gouvernement du Québec prévoit des mesures incitatives fiscales pour l'achat de camions au GNL et Gaz Métro fait la promotion du gaz naturel dans les transports (Gaz Métro, 2011a). Une entreprise de transport, Robert Transport, a d'ailleurs déjà acquis 180 camions au GNL qui seront alimentés par Gaz Métro Solutions Transport. Gaz Métro participe aussi à un projet de moteur au GNL pour les locomotives en partenariat avec Canadien National (CN).

3.4.3 Biométhane carburant

Le biométhane carburant est un substitut au gaz naturel véhicule (GNV) (Ernst et Young, 2010). Assimilable chimiquement, les deux gaz partagent plusieurs avantages. Puisque le biométhane est sous forme gazeuse et non liquide comme la majorité des biocarburants, il existe des contraintes spécifiques quant au stockage, à l'utilisation et à la distribution, contraintes partagées avec le gaz naturel (voir section 3.4.2). Les mêmes techniques d'épuration et d'enrichissement du biogaz brut pour l'insertion dans un réseau de distribution de gaz naturel servent pour la transformation du biogaz aux fins de son utilisation comme carburant (voir section 3.3.2).

En ce qui a trait aux impacts environnementaux, comparativement à l'éthanol et au biodiesel de première génération, le biométhane de deuxième génération obtenu à partir de résidus végétaux ne génère pas les impacts environnementaux découlant de la culture intensive de céréales. Puisque le substrat du biogaz est généralement un résidu de production ou de consommation, sa production n'a aucun impact sur les marchés

alimentaires. Compte tenu de ces différences, le biométhane conduit à des bilans environnemental et social fort supérieurs à ceux des deux biocarburants les plus communs. C'est-à-dire qu'il a un moindre impact environnemental et social. Le même constat peut être fait en comparant le gaz naturel et le biométhane. L'extraction de gaz naturel comporte aussi des impacts environnementaux négatifs inhérents à la méthode d'extraction et de production employée (U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2000). Il est à noter que le biogaz peut aussi être de première génération, soit fait à partir de céréales cultivées à cet effet.

Un auteur compare aussi le nombre de kilomètres que peut générer en transport un hectare de production céréalière annuellement. Les résultats pour le biodiesel, le bioéthanol, la gazéification de la biomasse par la méthode Fischer-Tropsch et finalement le biogaz carburant sont respectivement de l'ordre de 20 000 km, de 30 000 km, 60 000 km et 65 000 km (Moletta et Verstraete, 2008). Ces résultats témoignent de l'intérêt du biométhane comme carburant.

En 2008, il existait déjà plusieurs usines de transformation de biogaz en Europe, dont la majorité distribue le biométhane à des flottes captives sur le site de production au moyen de stations-service : une vingtaine en Suède, cinq en Suisse, une en France et une en Italie. C'est en Suède où le marché est le plus développé; où les taxis et les véhicules de particuliers ont accès aux stations-service (Hitzberger, 2008). En 2009, en Suède, une étude recense 37 stations-service distribuant du biométhane, dont la moitié sont reliés à un gazoduc, ainsi que 337 autobus au biométhane, 7 100 voitures, 950 taxis, et 150 camions de collecte de déchets ménagers, ce qui représente un volume d'environ 26 à 31 Mm³ de biométhane (Lindner *et al.*, 2010). Si l'injection dans les réseaux de gaz naturel devient la norme, plusieurs stations-service offriront un mélange de gaz naturel et de biométhane. La popularité du GNV augmentera parallèlement aux ventes de biométhane. En 2010, les ventes de GNV ont augmenté de 12 % en Suisse, passant à l'équivalent de 22 millions de litres d'essence, dont la proportion du biométhane est de 20 % (NGV Global, 2011).

Les projets européens mentionnés ci-haut font partie d'un projet de recherche et de développement sur le biogaz carburant regroupant 30 partenaires européens (Biogasmax, 2010). Dans les projets de Biogasmax, il existe trois voies de distribution du biométhane

comprimé et la voie de liquéfaction. Comme vu, le biométhane peut être distribué dans un réseau de gaz naturel existant. Dans ces cas, il a lien entre l'utilisation pour l'insertion dans le réseau de gaz naturel et l'utilisation pour le biogaz carburant. Par exemple, une centrale de biogaz à Berne en Suisse injecte son biométhane dans le réseau de gaz existant de Energie Wasser Bern, qui distribue un mélange de biométhane et de gaz naturel. Plusieurs postes de distribution longent le gazoduc et le dépôt d'autobus municipal est aussi connecté au réseau, lui permettant de remplir 54 autobus en remplissage lent, en plus de deux postes à remplissage rapide. Également, la centrale de Arendal en Suède distribue le biométhane par un réseau de gaz naturel. Avant de procéder à l'insertion, le pouvoir calorifique est mesuré et ajusté à 40 000 joules/m³ en ajoutant du propane. Les stations-service distribuant le biométhane à partir du gazoduc ont une capacité de 3 840 m³/jour. Toutefois, puisque plusieurs des stations-service de biométhane/gaz naturel de la région de Göteborg n'ont pas accès au gazoduc, une deuxième voie de distribution est utilisée : le stockage et au besoin le transport par camions. Cette voie de distribution implique l'utilisation de remorques de transport spécialisées et le stockage à haute pression sur le site de la station de service, pour les stations éloignées du gazoduc. Une centrale de biogaz à Rome, par exemple, distribue par camion le biométhane à un réservoir haute pression permettant d'approvisionner une partie de la flotte de camions de collecte de déchets ménagers. Le dépôt central des autobus municipaux de Lille en France est lui localisé à la centrale de biogaz, ce qui lui permet d'approvisionner 150 autobus en remplissage lent (Lindner *et al.*, 2010). Troisièmement, il existe des gazoducs dédiés au biogaz. À Söderhallarna en Suède, un gazoduc de 2 km relie le centre de traitement des eaux et le dépôt d'autobus, permettant d'approvisionner en continu les autobus en biométhane (*ib.*). Également, l'usine Rolland de Cascades est reliée au LES de Sainte-Sophie par un gazoduc de 13 km permettant de mettre en valeur le biogaz brut comprimé par Gaz Métro (Cascades, 2011). C'est aussi le cas de EBI-Environnement, qui convertit sa flotte de camions de transport de matières résiduelles pour qu'ils fonctionnent au GNC. Les autobus régionaux pourront aussi utiliser le biométhane transformé par EBI Énergie (CNW Telbec, 2010).

En ce qui a trait à l'utilisation du biométhane en substitut aux carburants fossiles, les études confirment que les émissions de GES émises au cours du cycle de vie de production et d'utilisation du biométhane dans un autobus équivalent à 25-35 % de ceux émis par le

diesel ou le gaz naturel, alors que le coût total par kilomètre parcouru est équivalent (Lindner *et al.*, 2010). Les émissions lors de l'utilisation d'un VGN au biométhane émettent plus de méthane, environ deux fois la quantité de vapeur d'eau, en raison de la quantité élevée d'hydrogène disponible, et moins de dioxyde de carbone. Des catalyseurs permettant de mieux capter les émissions de CH₄, NH₃ et NO_x sont en développement (Bach *et al.*, 2010). L'étude de Bach *et al.* (2010) indique que les catalyseurs ont la même efficacité lors de la combustion du biométhane que lors de la combustion du gaz naturel.

3.4.4 Méthanol carburant

Au même titre que l'éthanol, le méthanol (methyl alcohol CH₃OH) est un carburant alternatif. En fait, certains des moteurs à combustion interne développés à la fin du 19^e siècle ont été conçus pour être propulsés à l'alcool et à cette époque les moteurs à l'alcool remplaçaient progressivement les véhicules à vapeur (Olah *et al.*, 2006). Le méthanol peut donc servir comme substitut à l'essence, moyennant des modifications mineures au véhicule pour minimiser la corrosion advenant des mélanges méthanol-essence élevés. Tout comme pour l'éthanol, le méthanol est un carburant à indice octane élevé, ce qui en fait un excellent carburant pour les véhicules de performance, et les émissions de la combustion du méthanol sont également moins polluantes : pas de SO₂, moins de NO_x, moins de particules fines, moins de CO, et elles sont moins réactives, ce qui diminue l'effet de formation d'ozone troposphérique (Methanol Institute (MI), 2011; Ulman and Hare, 1986; Olah *et al.*, 2006). En résumé, le méthanol a l'avantage de procurer de meilleurs taux de compression, des temps d'allumage plus rapide et plus de pouvoir au moteur, ainsi que d'avoir une pression vapeur moins élevée et d'être moins inflammable, mais le désavantage de procurer moins de kilomètres au litre en raison de son coefficient stoechiométrique environ deux fois plus élevé (Çelik *et al.*, 2011, Zhu and Venderbosch, 2005) et également en raison de sa densité énergétique volumique (Nichols, 2003). La comparaison de distance par volume entre carburants crée la fausse impression que les carburants alternatifs sont moins efficaces. D'autres désavantages du méthanol sont que sa flamme est invisible, en raison de la présence d'un seul atome de carbone dans la molécule, ce qui augmente les risques de blessures en cas de feux (*ib.*) et les difficultés des démarrages à froid dans les moteurs nécessitant la vaporisation du carburant avant l'entrée dans la chambre de combustion (Jackson and Moyer, 2000).

En 2007, la Chine mélangeait déjà un milliard de litres de méthanol dans l'essence. Plusieurs autobus et taxis fonctionnent avec un mélange de 85 % méthanol et 15 % essence (M-85) et des mélanges de M-15 et moins sont disponibles dans les stations-service. La Chine est actuellement le plus grand producteur de méthanol au monde, soit de l'ordre de 95 %, presque 50 milliards de litres/an. Ce méthanol provient de la gazéification du charbon et du coke (Dolan, 2008). Les États-Unis, qui produisaient en 2000 environ 20 % du méthanol produit mondialement, n'en produisaient en 2009 que 2 %. Cette baisse de production est attribuable à la délocalisation de la production à Trinidad (Bromberg and Cheng, 2010). En 1998, dans le cadre d'un programme d'évaluation américain sur les véhicules *flex-fuel*, les États de la Californie et New York comptaient déjà 15 000 véhicules conçus pour fonctionner au M-85 (EPA, 2002). En 2005, la Californie a arrêté de subventionner l'utilisation de méthanol. L'éthanol a pris sa place en raison d'un engouement du public, des programmes incitatifs pour l'éthanol et du manque d'incitatif pour le carburant méthanol. Alors qu'entre 1991 et 1998, Ford, General Motors et Chrysler produisaient des automobiles dédiés au méthanol, à l'heure actuelle aucun fabricant américain ne produit des automobiles spécifique au méthanol (Bromberg and Cheng, 2010). Cependant, les véhicules *flex-fuel* peuvent fonctionner autant avec le méthanol que l'éthanol et même des mélanges des deux (Nichols, 2003). La vente de véhicules *flex-fuel* est en progression constante. En 2011, Chevrolet (2011) annonce que 2,5 millions de ses véhicules *flex-fuel* sont en circulation.

Le méthanol peut aussi se substituer au diesel s'il est converti en éther méthylique ou si une forme d'allumage est ajoutée au moteur, ou encore moyennant l'ajout d'additifs d'amélioration de l'allumage. À l'heure actuelle, les additifs d'améliorations d'allumages sont souvent toxiques, cancérigènes ou sous forme gazeuse, ce qui complique évidemment leurs utilisations (Olah *et al.*, 2006). L'éther méthylique est produit lors de la déshydratation du méthanol en présence d'un catalyseur (MI, 2011). Des autobus utilisant du méthanol dans des moteurs diesel convertis ont été mis à l'essai à Detroit et à Los Angeles dans les années 90 (Olah *et al.*, 2006). Aujourd'hui plusieurs fabricants de véhicules produisent des moteurs adaptés au méthanol, dont les autobus Volvo (2011).

Lorsque le méthanol est produit à partir de gaz naturel, de charbon ou de coke, il ne peut être considéré comme un biocarburant. Bien que le méthanol soit un carburant plus efficace qu'un carburant conventionnel en termes d'émissions de GES, son bilan de carbone est plus élevé que si le méthanol était produit à partir de biomasse, ou encore de biogaz. En effet, toute matière organique a le potentiel d'être gazéifiée pour la production de méthanol, procédé qui a l'avantage d'être carboneutre (Olah *et al.*, 2006). En Suisse, une usine de gazéification des résidus de bois est présentement en construction. Les 400 000 litres/jour de biométhanol que l'usine projette produire seront mélangés à l'essence dans une proportion de 25 % pour être utilisé dans les véhicules *flex-fuel* (Bromberg and Cheng, 2010). La section 3.5 décrit le procédé de production du méthanol.

3.4.1 Piles à combustible

La pile à combustible est un appareil convertissant l'énergie chimique de carburants en énergie électrique et en chaleur. Le fonctionnement est assimilable à celle d'une batterie, sauf que la pile à combustible n'est pas un appareil de stockage, mais plutôt un convertisseur ou générateur d'énergie. La pile ne s'épuisera pas tant qu'elle est alimentée en carburant externe et que les composantes de l'appareil ne se dégradent pas (Sammes *et al.*, 2005; Bultel *et al.*, 2008). Ces appareils existent depuis le XIX^e siècle et leurs premières utilisations contemporaines datent des missions spatiales américaines Apollo (Bultel *et al.*, 2008). Le principe de la pile à combustible est de retirer les électrons du combustible par une réaction chimique, ou biochimique dans le cas d'une pile à combustible microbienne (Guiot, 2008). Il existe en fait plusieurs types de piles à combustible, qui sont souvent classifiées par les matériaux utilisés comme électrolyte (conducteur ionique).

Les premières piles à combustible au biogaz datent des années 1990. Les piles utilisant du biogaz détiennent normalement la propriété de pouvoir résister à des températures très élevées, soit de l'ordre de 800-1000 °C (Bultel *et al.*, 2008). Évidemment, les piles à combustible microbiennes ont des températures voisines des bioréacteurs thermophiles, soit entre 50 et 65 °C (Guiot, 2008). Les meilleurs résultats proviennent de piles en séries et en parallèle, formant des systèmes de piles couplés (Sammes *et al.*, 2005; Bultel *et al.*, 2008).

Les piles à combustible ont le désavantage d'être encore à l'état expérimental en ce qui concerne des installations de grande puissance, ce qui augmente les coûts de production. Il est suggéré que pour atteindre une performance optimale une installation de plusieurs centaines de MW serait nécessaire, faute de quoi il est impossible d'égaliser la performance des systèmes traditionnels, de carburants fossiles par exemple. La flexibilité des piles à combustible quant au carburant utilisé est un autre avantage. Le carburant peut être changé d'une journée à l'autre, ce qui n'est souvent pas le cas avec d'autres systèmes (Sammes *et al.*, 2005).

Plusieurs essais de mise en valeur du biogaz provenant de LES sont en cours. Deux LES aux États-Unis ont reçu des subventions gouvernementales. Une installation au Connecticut qui a fonctionné plus d'un an a fourni une puissance maximale de 165 kW, des résultats légèrement inférieurs à la puissance obtenue lorsque le combustible était le gaz naturel (Bultel *et al.*, 2008). Compte tenu du fait que le biogaz était à son état brut, la performance est notable.

Des piles à combustible au méthanol sont aussi en développement. Une des rares piles à combustible permettant un degré d'oxydation suffisamment élevé pour être utilisé à basse et moyenne température, la pile au méthanol attire de l'attention (Blanchette, 2008). Ces piles à combustible sont présentement en développement (Olah *et al.*, 2006).

3.5 Intrant pour l'écologie industrielle

L'utilisation du biogaz comme intrant dans un procédé industriel existant est un mode de mise en valeur du biogaz qui participe au concept de l'écologie industrielle. Ce concept prône de valoriser le rejet industriel d'un procédé dans un autre procédé d'une même ou d'une autre industrie. Il peut alors contribuer à une synergie des sous-produits ou même devenir un pan d'une symbiose industrielle (Vendette et Côté, 2008).

Évidemment, ce concept pourrait s'étendre pour inclure la chaleur ou l'électricité produite par la combustion du biogaz. Par exemple, à Montréal, l'usine de production d'acide téréphtalique purifié de CEPSA Chimie Montréal S.E.C. applique la valorisation thermique du biogaz provenant du traitement de ses effluents d'eaux usées contenant principalement des composés organiques issus de ses procédés, ce qui génère des économies d'énergies et

réduit les émissions annuelles de l'équivalent de 4000 tonnes de CO₂ (Nir et Boulanger, 2010). Puisque les modes de valorisation thermiques et électriques ont été présentés précédemment, ne seront décrites que les applications chimiques du biogaz, donc son utilisation comme matière première ou comme réactif dans un procédé industriel.

Les deux molécules les plus présentes dans le biogaz sont le CO₂ et le CH₄. Les utilisations techniques pour ces deux molécules sont très vastes. Le dioxyde de carbone est mélangé avec d'autres gaz, alors sa réutilisation implique la séparation, la récupération et sa préparation sous forme solide, liquide ou gazeuse (Pierantozzi, 2003). Principalement, le CO₂ gazeux récupéré est réutilisé comme sous-produit dans une étape suivante d'une même production. Les formes solides et liquides sont souvent utilisées pour la réfrigération. Aux États-Unis, environ la moitié du CO₂ est acheté par l'industrie alimentaire sous forme liquide pour des fins de réfrigération, alors qu'environ 20 % est utilisé pour la carbonatation des breuvages, particulièrement la bière et les boissons gazeuses, et 10 % est utilisé par l'industrie chimique, autant pour la réfrigération que pour la mise sous pression, la neutralisation, ou encore comme matière première. Le reste du CO₂ vendu aux États-Unis est utilisé à plusieurs fins, dont la métallurgie, les puits de pétrole et de gaz naturel, etc. (*ib.*).

Le CH₄ est lui aussi utilisé dans une grande variété de procédés chimiques, surtout en réaction avec la vapeur afin de produire des mélanges de monoxyde (CO) de carbone et d'hydrogène (H₂). Séparément, l'hydrogène ainsi récupéré est utilisé pour synthétiser le méthanol, l'ammoniac ou dans le raffinage du pétrole, alors que le monoxyde de carbone est lui utilisé dans la manufacture d'une grande variété de produits : peintures, plastiques, pesticides et adhésifs (Gottlieb and Woodcock, 2004). La réaction du méthane avec la vapeur est aussi la première étape de la fabrication du méthanol.

3.5.1 Méthanol et biométhanol

Traditionnellement un sous-produit de la production de charbon de bois, la majorité du méthanol produit aujourd'hui est synthétisé à l'aide de procédés chimiques, tel le procédé Fischer-Tropsch, à partir du gaz naturel et du charbon (Olah *et al.*, 2006). De manière générale, la production de méthanol requiert normalement deux étapes. Premièrement, la création d'un gaz synthétique (*syngas*) composé d'un mélange CO, CO₂, H₂O et H₂, ce

qui peut être accompli combustion de quelconque source de biomasse, de dérivé de pétrole ou, comme décrit, en réagissant la vapeur d'eau et le méthane. C'est ce qui s'appelle la gazéification (Methanol Institute (MI), 2011). La gazéification a été développée durant la révolution industrielle : la vapeur était utilisée pour extraire un mélange gazeux appelé *gaz de ville* à partir du charbon et du coke (Olah *et al.*, 2006). La gazéification est aussi un procédé utilisé pour traiter les déchets municipaux, notamment au Japon, procédé envisagé à Montréal (voir section 1.1.2) (SNC-Lavalin *et al.*, 2007). Deuxièmement, le méthanol est produit à partir du gaz synthétique par une réaction catalytique utilisant des métaux, particulièrement le cuivre et le zinc, produisant un surplus d'hydrogène et d'eau, ce qui peut être converti en méthanol supplémentaire advenant une deuxième source de CO₂ (MI, 2011; Olah *et al.*, 2006). Le méthanol peut être produit à partir du biogaz de la même manière, soit deux réactions chimiques catalytiques (Tchobanoglous *et al.*, 1993) ou directement à partir du biogaz (Olah *et al.*, 2006). En effet, afin d'augmenter l'efficacité de la production, qui se situe autour de 75 % dans le cas de la production en deux étapes, de nouvelles techniques de production du méthanol directement à partir du méthane ou du gaz naturel sont en développement. L'oxydation sélective du méthane, l'oxydation catalytique gazeuse, l'oxydation en phase liquide, la conversion catalytique sur platine ionique dissous sont quelques techniques en développement. L'utilisation du méthanol dans les piles à combustible est certainement un moteur à cette recherche (*ib.*; Cheng *et al.*, 2006).

Traditionnellement, le méthanol est utilisé comme solvant, mais aujourd'hui il sert surtout comme matière première dans la production de formaldéhyde, de MBTE et d'acide acétique (English *et al.*, 2005). Le formaldéhyde est majoritairement utilisé sous forme de résine d'urée-formaldéhyde, un produit utilisé dans des matériaux de construction, ainsi que dans la fabrication de fibres élastiques. Le MBTE est un additif oxydant de l'essence qui augmente aussi son indice octane (*ib.*). Toutefois, certains États américains ont banni ou limité son utilisation (EIA, 2003). Pour la production de l'acide acétique, la carbonylation du méthanol est devenue le procédé le plus utilisé. L'acide acétique sert à la production de fibre d'acétate, de l'anhydride acétique et pour la fermentation (English *et al.*, 2005). Finalement, le méthanol est utilisé dans une grande variété de procédé de production et comme matière première pour des produits comme : le chlorométhane, le diméthyltéréphtlate, la méthylamine, des solvants, l'antigel, le glycol, etc. Plusieurs

utilisations du méthanol sont en développement : comme source d'hydrogène dans les piles à combustible; comme agent de croissance pour les plantes en agriculture; comme agent de dénitrification dans les usines de traitement des eaux usées (*ib.*; MI, 2011).

Le méthanol est aussi utilisé pour la production du biodiesel, car il est un composé essentiel au procédé de la transestérification, une réaction chimique du méthanol avec les triglycérides contenus dans les matières grasses végétales et animales. Ce procédé produit des esters méthyliques d'huiles végétales et animales (biodiesel). L'efficacité du procédé est très grande, produisant environ une tonne de biodiesel et 0,1 tonne de glycérine pour une tonne d'huile et 0,1 tonne de méthanol (MI, 2011; STM, 2003; CQD, 2010). Le projet BIOBUS de la STM utilise un mélange de 5 % biodiesel et 95 % diesel (B5) dans certains de ses autobus depuis 2002 et le projet BIOMER utilise du biodiesel pur (B100) dans 12 bateaux croisière à Montréal. Ce biodiesel est fabriqué par Rothsay Biodiesel à Sainte-Catherine à partir d'huiles végétales, d'huile de friture usée et des huiles animales provenant de l'industrie alimentaire (Rothsay Biodiesel, 2011; STM, 2003).

À l'heure actuelle, le méthanol utilisé par Rothsay Biodiesel est produit à partir du gaz naturel, mais il est envisageable de fabriquer du méthanol à partir du biogaz montréalais. Ceci permettrait d'améliorer le bilan de carbone de l'utilisation du biodiesel et deviendrait une voie de mise en valeur intéressante pour le biogaz. Un projet similaire de Smithfield Foods et Smithfield Bioenergy existe dans l'état de l'Utah aux États-Unis, où le biogaz provenant du lisier de porc est utilisé pour la production du biométhane, qui est lui introduit dans la production de biodiesel fait à partir des huiles animales de l'usine de viande de porc. Le biogaz est traité dans une solution d'hydroxyde de sodium afin de retirer l'H₂S (Smithfield Bioenergy, 2003; Van Kempen, 2003; Geiselman, 2003).

4 ANALYSE DES MODES DE MISE EN VALEUR DU BIOGAZ

Ce chapitre contient trois sections : la présentation des modes de mise en valeur retenus pour l'analyse, l'analyse multicritère et une brève récapitulation des résultats.

4.1 Modes de mise en valeur à Montréal

La présentation des modes de mise en valeur a permis de démontrer qu'à l'intérieur d'un même mode de mise en valeur, il y a plusieurs variantes possibles. Afin d'aiguiller l'analyse, une variante générale sera choisie pour représenter chaque mode de mise en valeur.

Le mode thermique sera représenté par la cogénération de l'électricité et de la chaleur. Avec une production d'environ 14,4 Mm³ de biogaz, l'usine pourra fournir environ 83 millions de kW/h d'électricité pour une puissance installée d'environ 3,5 MW, moyennant une utilisation de 35 % du biogaz pour la production d'électricité et compte tenu des pertes d'efficacité énergétique. L'électricité serait vendue à Hydro-Québec et la chaleur utilisée pour les besoins internes et la vente à des bâtiments adjacents, en substitution du gaz naturel.

Le mode électrique sera représenté par la cogénération de l'électricité et la chaleur. L'électricité sera utilisée pour alimenter des bornes de recharges de véhicules électriques et la chaleur sera utilisée pour les besoins internes et externes. Le mode d'insertion sera représenté par l'injection dans le réseau de distribution de Gaz Métro.

Le mode carburant sera représenté par la production de biométhane carburant et son utilisation servira pour une flotte captive, par exemple les autobus de la Ville de Montréal ou les bennes tasseuses de la collecte à trois voies, ainsi qu'une station à essence publique à titre expérimental. Les piles à combustible sont une option qui ne sera pas considérée pour l'analyse, mais avec l'apparition des premiers véhicules à piles à combustible aux États-Unis et en Europe, il est évident que les piles à combustible prendront de l'expansion. Toutefois, il est à noter qu'une station-service de biométhane pourrait facilement s'adapter pour faire le plein de piles à combustible. Le méthanol n'a pas été considéré pour cette option, car elle requiert une étape de traitement supplémentaire, voire deux.

Le mode de synergie sera représenté par la production de méthanol et son utilisation subséquente dans le procédé de transestérification pour la production de biodiesel servant dans le réseau de transport en commun montréalais.

4.2 Analyse multicritère

L'analyse des modes de mise en valeur sera faite suivant la méthodologie et les critères d'analyse décrits au deuxième chapitre. Les résultats de l'analyse seront présentés au tableau 4.1.

4.2.1 Substitution des énergies fossiles

Ce critère sur la substitution des énergies fossiles mesure le potentiel de remplacement de carburants fossiles par le biogaz et indirectement la capacité du mode à diminuer la production de GES. Comme discuté, chacun des modes de substitution permettra la substitution d'énergies fossiles et chacun substituera différents carburants (le gaz naturel, l'essence, le diesel, le gaz synthétique), possédant des propriétés distinctes.

La quantité de biocarburant produit et utilisable par chacun des modes de mise en valeur a été considérée. Les facteurs qui influenceront cette quantité sont l'efficacité des procédés de fabrication et des traitements de purification. Dans le cas du biométhane, afin d'évaluer si les modes de mise en valeur pouvant mettre en valeur le biogaz sans traitement (donc sans réduction du volume) sont avantagés, il est nécessaire de comparer les quantités de biogaz brut et de biométhane requises dans un même procédé pour obtenir les mêmes résultats. Étant donné que le biogaz brut a un pouvoir calorifique d'environ la moitié de celui du biométhane, une chaudière alimentée au biogaz produit une flamme deux fois moins chaude et doit en conséquence doubler le débit de gaz pour produire la même énergie thermique (Gaz Métro, 2004). Suite à cette explication, c'est possible d'affirmer que le biométhane remplace une quantité équivalente de carburant que le biogaz brut pour la même quantité de matières organiques, mais en omettant de l'équation toute l'énergie dépensée dans les procédés de traitements du biométhane. Cependant, selon les résultats d'efficacité énergétique de la section 4.2.6, le mode insertion et le mode carburant sont les plus efficaces, ce qui leur permet de substituer une plus grande quantité de matières organiques par volume de matières organiques entrantes.

Tableau 4.1 Analyse des modes de mise en valeur

Critères		Poids (%)	Performance de l'option					Performance pondérée				
			Ther.	Elec.	Ins.	Carb.	Biod.	Ther.	Elec.	Ins.	Carb.	Biod.
Environnementaux												
1	Substitution des énergies fossiles	20	2	4	3	5	2	0,4	0,8	0,6	1,0	0,4
2	Production responsable	10	2	4	2	5	3	0,2	0,4	0,2	0,5	0,3
Somme		30	-	-	-	-	-	0,6	1,2	0,8	1,5	0,7
Sociaux												
3	Responsabilisation citoyenne	10	1	4	2	5	1	0,1	0,4	0,2	0,5	0,1
4	Qualité de vie	10	2	4	3	5	2	0,2	0,4	0,3	0,5	0,2
Somme		20	-	-	-	-	-	0,3	0,8	0,5	1,0	0,3
Économiques												
5	Rentabilité financière	10	5	5	3	3	3	0,5	0,5	0,2	0,3	0,2
6	Efficacité économique	10	3	3	4	5	4	0,3	0,3	0,4	0,5	0,4
Somme		20	-	-	-	-	-	0,8	0,8	0,6	0,8	0,6
Techniques												
7	Efficacité énergétique	20	3	3	5	4	2	0,6	0,6	1,0	0,8	0,4
8	Complexité	10	5	5	3	2	2	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2
Somme		30	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,3	1,0	0,6
SOMME TOTALE		100	-	-	-	-	-	2,8	3,9	3,1	4,3	2,2
RANG		-	-	-	-	-	-	4	2	3	1	5
LÉGENDE		5 : très bonne performance					2 : faible performance					
		4 : bonne performance					1 : mauvaise performance					
		3 : moyenne performance					0 : performance nulle					

La cogénération thermique-électrique, elle, remplacera l'électricité d'Hydro-Québec et du gaz naturel, alors que le mode électrique remplacera le gaz naturel et soit l'essence ou le diesel.

Doivent être considérés les volumes de biogaz nécessaires à la substitution de chaque carburant fossile, ainsi que les émissions de GES évitées. Un travail similaire a été fait par Wenisch et Monier (2007) pour le compte de l'ADEME et Gaz de France. La figure 4.1 ci-dessous présente les résultats d'analyse de cycle de vie sur les émissions de GES évitées : le mode thermique équivaut à la cinquième colonne (cogénération GN), le mode carburant équivaut à la sixième colonne (carburant Bus diesel), le mode insertion à l'utilisation pour la chaleur (deuxième colonne), le mode biodiesel à 10 % de carburant Bus diesel et le mode électrique pourrait équivaloir à la moyenne entre le mode cogénération GN et carburant essence, en ce qui a trait aux émissions évitées, car seulement 40 % sera utilisé pour l'électricité. Les résultats de cette analyse de cycle de vie prennent en considération l'énergie conventionnelle fossile primaire utilisée dans la production et la distribution du carburant conventionnel (*ib.*). Le diesel et le gaz naturel nécessitent 63 et 45,6 MJ_{PE}l⁻¹ respectivement, comparés à 1,3 MJ^{PE}MJ⁻¹ pour le maintien des opérations de production de biogaz (Pöschl *et al.*, 2010).

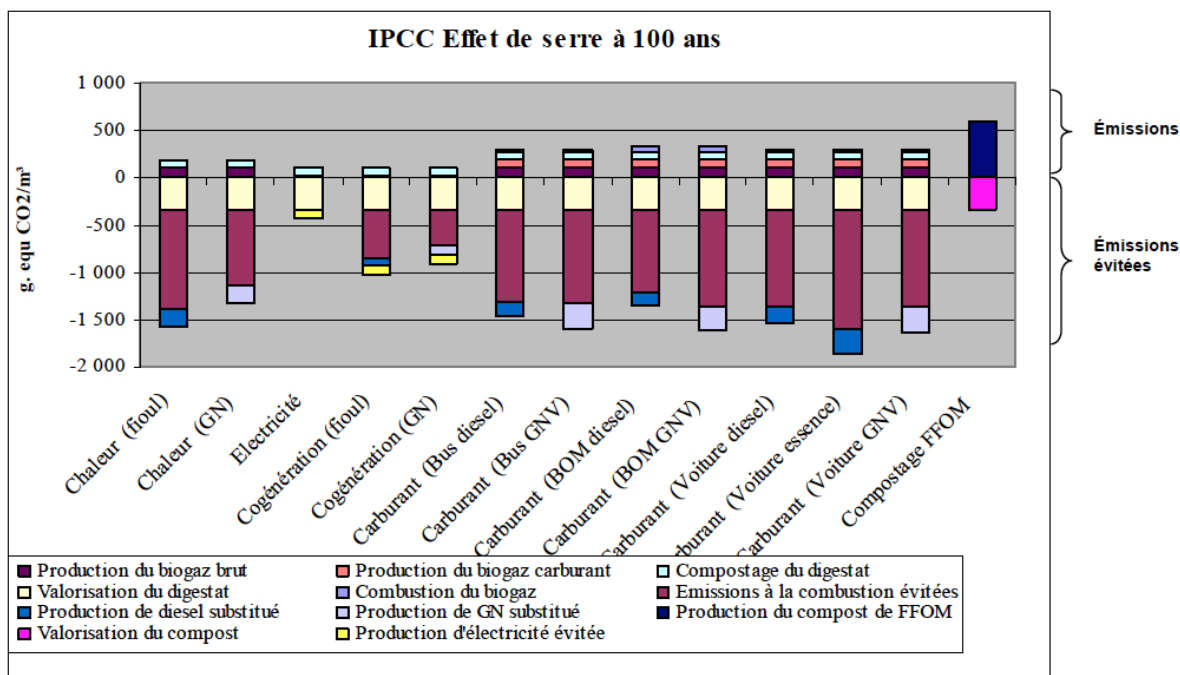


Figure 4.1 Émissions de GES évitées (tiré de Wenisch et Monier, 2007, p. 70)

À la lumière des résultats de cette étude et les informations recueillies, c'est l'utilisation du biométhane carburant dans les autobus diesel qui obtient la meilleure performance en ce qui a trait aux GES. Également, les résultats démontrent que plus de voitures utilisant l'essence se convertissent au biométhane, plus le bilan de carbone est amélioré. Le mode électrique suit en termes de performances, et ensuite l'insertion, le thermique et le biodiesel.

4.2.2 Production responsable

Ce critère sur la production responsable évalue l'éco-efficacité et l'éco-efficience des modes de mise en valeur. Selon Vendette et Côté (2008), ces termes se définissent de la manière suivante:

« L'éco-efficacité représente une mesure qualitative de la performance environnementale, soit le potentiel de réduction de l'impact sur l'environnement d'un produit » (ib., p. 27).

« D'un autre côté, l'éco-efficience est le rapport entre le résultat obtenu et les moyens mis en œuvre pour y arriver. Cette notion renvoie à la création de biens et services minimisant les ressources engagées tout en générant moins de matières résiduelles. Cette approche aura nécessairement pour effet de réduire les impacts environnementaux de l'activité économique tout au long du cycle de production. L'implantation de stratégies d'éco-efficience pourrait alors avoir le potentiel d'améliorer l'éco-efficacité d'un produit (ib., p. 28) »

À la lecture de la définition de l'éco-efficience, il devient clair que c'est dans les détails techniques de la mise en valeur du biogaz que l'éco-efficience des différents modes se révélera. Il reviendra aux administrateurs d'implanter des mesures d'éco-efficience. Dans un sens, peu importe le mode de mise en valeur choisi, les principes de l'éco-efficience pourront être appliqués à la production.

Deux éléments peuvent toutefois être évalués, soit la performance environnementale de l'utilisation du produit et le potentiel d'utilisation du biogaz pour rendre un procédé existant plus éco-efficient. En ce qui a trait à la performance environnementale de l'utilisation du biogaz, ce sont les émissions atmosphériques qui seront évaluées. L'acidification de l'eau est du sol, surtout causé par la transformation en acide de polluants atmosphériques (NO_x et SO₂) est encore aujourd'hui un problème environnemental non négligeable (Lindner *et al.*, 2010). Au Québec, bien que les émissions de dioxyde de soufre

aient diminué de 60 % par rapport aux niveaux de 1980, les ressources naturelles demeurent affectées et des progrès supplémentaires sont nécessaires (MDDEP, 2002a). Les modes de mise en valeur contribuant le moins à l'acidification de l'atmosphère sont le mode carburant (en raison de la substitution de diesel) et le mode électrique (en raison de la substitution d'essence (Wenisch et Monier, 2007). En plus d'émissions de NO_x et de SO₂ liés à l'utilisation de ces carburants fossiles, des émissions supplémentaires proviennent du raffinage du pétrole brut. Les autres modes de mise en valeur génèrent des émissions acides nettes (*ib.*). L'efficacité énergétique et les émissions de GES évités discutés à la section précédente ont aussi été prises en considération. C'est aussi l'utilisation du biométhane carburant dans les autobus diesel qui a obtenu la meilleure performance.

En ce qui a trait à l'amélioration de l'éco-efficacité d'un procédé par l'utilisation du biogaz, il va de soit que tous les modes de mise en valeur peuvent favoriser cet élément. Par exemple, l'utilisation du biogaz en substitut gaz naturel dans des procédés de séchage améliore sa performance environnementale. Toutefois, de tous les modes de mise en valeur, seulement le mode biodiesel sera véritablement utilisé dans un procédé de production industrielle.

En résumé, c'est la valorisation carburant qui a la meilleure performance, suivi du mode électrique et du mode biodiesel.

4.2.3 Participation citoyenne

Ce critère sur la participation citoyenne évalue la capacité des modes de mise en valeur de favoriser la participation citoyenne à la collecte des matières résiduelles organique. La participation du secteur résidentiel au tri pour les matières recyclables est un des plus grands défis dans l'atteinte des objectifs du gouvernement en matière de récupération. De 2002 à 2004, le taux de récupération à la collecte sélective utilisant les bacs pour les matières recyclables est passé de seulement 26 % à 28 % du gisement total (RECYC-QUÉBEC, 2006). Exprimée selon le potentiel récupérable seulement, cette quantité est passée de 48 à 56 % pour le secteur municipal entre 2006 et 2008 (RECYC-QUÉBEC, 2009a). Avec un taux de 53 % à Montréal seulement, les résultats sont semblables (Ville de Montréal, 2009a).

L'évolution des taux de récupération étalée sur plusieurs années met en évidence une progression lente. Il est évidemment souhaitable que la récupération des matières organiques ne connaisse pas le même sort. Bon présage, selon un sondage fait auprès des Montréalais en 2002 pour le compte de RECYC-QUÉBEC, 69 % des citoyens sont favorables à une collecte à trois voies (SNC-Lavalin *et al.*, 2007).

L'évaluation de ce critère utilise comme prémisses de base que plus les citoyens sont fiers et confiants de l'utilisation qui est faite des matières organiques à trier et plus ils sont exposés à l'utilisation qui en est faite, plus ils seront portés à participer.

Des cinq modes de mise en valeur, celui qui a le plus grand potentiel d'attraction est le biométhane carburant, puisqu'il serait utilisé pour les véhicules publics comme les autobus du système de transport en commun. Les autobus peuvent facilement afficher leur utilisation de biométhane, permettant aux utilisateurs et aux citoyens d'en prendre conscience. Cette prise de conscience ne vient évidemment pas sans campagne d'information, de sensibilisation, d'éducation et de publicité. Il y a toujours la possibilité que les citoyens n'arrivent pas à différencier le biométhane et le biodiesel, compte tenu du fait que certains autobus fonctionnent au biodiesel. Pour cette raison, le mode de valorisation carburant pourrait orienter l'usage du biométhane vers les camions de collecte de matières organiques, qui lui aussi permet aux citoyens de voir des affiches sur les camions et d'être exposés à l'utilisation du biogaz. Cela aurait le double impact positif de diminuer les émissions et les coûts associés à la collecte à trois voies. EBI Environnement utilise d'ailleurs déjà des bennes tasseuses au gaz.

Le mode électrique, avec ces bornes de chargement alimentées au biogaz, a aussi un potentiel d'attraction médiatique et citoyenne fort intéressant. Le mode biodiesel ne possède pas ce même attrait. La majorité des citoyens ne connaissent pas le pourcentage de biodiesel dans le carburant des autobus au biodiesel et il serait surprenant que la Ville ou la STM veuille attirer l'attention sur ce maigre pourcentage, qui se situe à 5 %. Le mode insertion possède quant à lui un potentiel intéressant de diffusion de l'information à sa clientèle utilisatrice de gaz naturel. Toutefois, le public est trop ciblé pour provoquer un réel engouement pour la participation au tri. Le mode thermique, par contre, tout dépendamment de l'endroit où il est mis en valeur, pourrait avoir un potentiel intéressant.

4.2.4 Qualité de vie

Ce critère sur la qualité de vie sera évalué par rapport aux améliorations potentielles de la qualité de l'air découlant de la substitution du biogaz. Les polluants atmosphériques les plus problématiques pour la qualité de l'air sont l'ozone, les particules fines, le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et le monoxyde de carbone (MDDEP, 2002b). Nonobstant que les quantités de biogaz sont limitées, si leurs utilisations venaient à s'accroître en remplacement de carburants fossiles, l'impact sur la qualité de l'air montréalais pourrait être notable. D'ailleurs, les projets de production de biométhane de Malagrotta et Maccarese en Italie ont noté que les plus grandes réussites de ces projets ont été leurs contributions à l'amélioration de la qualité de l'air (Lindner *et al.*, 2010).

Suite aux informations de la section 4.2.1 et 4.2.2, ainsi qu'aux similarités entre le gaz naturel et le biométhane décrit dans le texte, le mode de mise en valeur qui aura les meilleures performances est celui substituant le diesel ou l'essence (le mazout ayant été exclu de l'analyse). Suivront, proportionnellement à l'efficacité de la mise en valeur, les autres modes.

Dans un autre ordre d'idée, les populations locales ont souvent une perception négative de l'impact sur la qualité de vie d'un centre de méthanisation, puisqu'ils associent fermentation avec mauvaises odeurs. Toutefois, puisque la fermentation se déroule dans une enceinte totalement close, les nuisances olfactives sont très rares :

« il est généralement reconnu que la digestion anaérobie est plus performante en termes de confinement et de rétention des odeurs, car l'étape la plus odorante de la décomposition survient à l'intérieur du digesteur qui est entièrement étanche » (SNC Lavalin, 2007, p. 64).

4.2.5 Rentabilité financière

Ce critère évalue la rentabilité financière des modes de mise en valeur, soit la comparaison des investissements versus les gains. Les coûts des opérations d'un bioréacteur n'ont pas été détaillés jusqu'à maintenant. Pour évaluer la rentabilité de cet aspect (production du biogaz), les coûts d'installation et de maintien des opérations sont comparés avec les coûts de gestion des matières résiduelles, ou le cas échéant des boues sanitaires. Avec le nombre de LES en diminution, le transport des matières résiduelles devient un fardeau pour les

municipalités. La Ville de Saint-Hyacinthe, qui a inauguré son centre de méthanisation des boues sanitaires en 2010, économisera 1,3 million de dollars annuellement en évitant de transporter les boues sanitaires des eaux usées vers le centre de compostage de Sainte-Rosaire, permettant de rembourser le projet de 8 500 000 \$ en six ans (Rodgers, 2010; Guay, 2010). Le projet permet de traiter annuellement environ 13 600 tonnes de boues sanitaires d'une siccité moyenne de 25 %.

À Montréal, une étude de la CMM évalue les coûts d'investissement initiaux à 500-700 \$ la tonne de capacité de traitement et les coûts de revient à environ 107 \$ par tonne de matière traitée (SNC-Lavalin *et al.*, 2007). Cela équivaut à un investissement initial d'environ 72 millions de dollars et à un prix de revient de 12,84 millions de dollars annuellement pour la capacité projetée de 120 000 tonnes. Cette même étude évalue à 536 000 \$ le revenu potentiel de la vente de biogaz pour la valorisation thermique. Ces estimations sont basées sur le procédé Valorga illustré à la figure 4.1 et incluent les éléments suivants : réception et inspection des matières; tri et conditionnement des matières; digestion anaérobie; déshydratation; postcompostage et maturation; affinage; traitement de l'air; valorisation thermique (107 \$/tonne) ou électrique (109 \$/tonne).

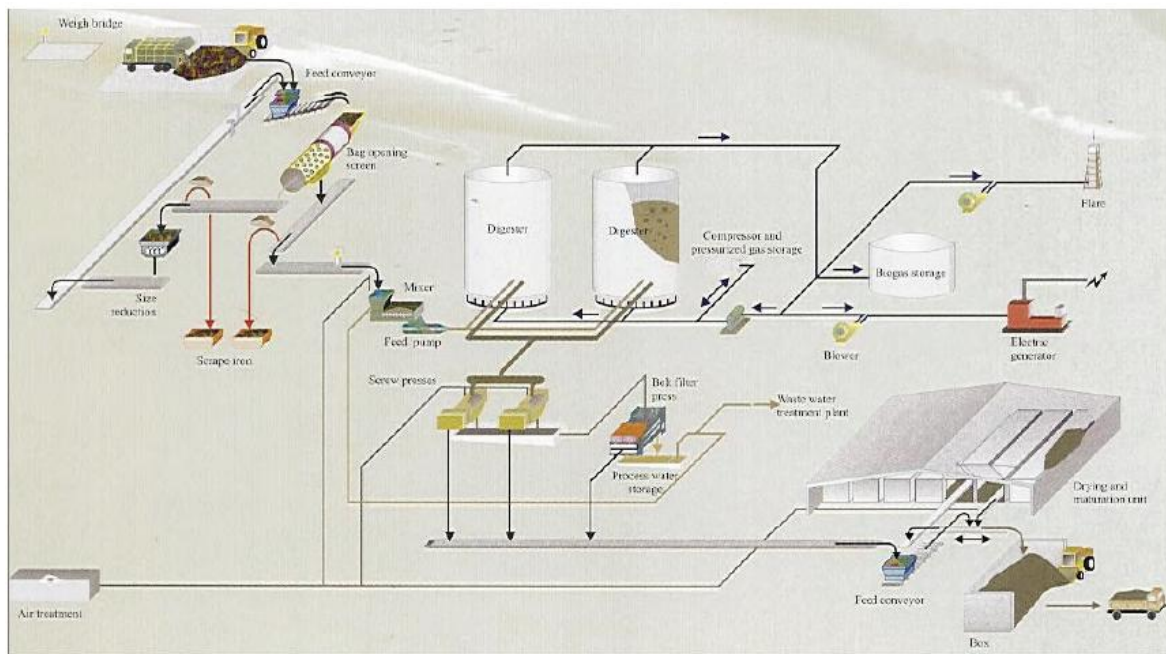


Figure 4.2 Procédé de méthanisation Valorga (tiré de SNC-Lavalin *et al.*, 2007, p. 59)

Ces prix n'incluent toutefois pas les coûts et les prix de vente de la transformation du biogaz en biométhane et sa distribution, ni de la transformation en méthanol.

Les analyses des coûts de traitement et d'enrichissement du biogaz ne sont pas nombreuses. Une étude de la Swedish Gas Center évaluait en 2003 que les coûts d'opération pour le lavage à l'eau de 40 000 m³/jour de biogaz étaient d'environ 100 000 \$ annuellement (Persson, 2003). Une étude de CALSTART a recensé les coûts de traitement et d'enrichissement du biogaz en biométhane de 33 installations. Les résultats démontrent que pour les sites de tailles moyennes, produisant entre 3000 à 30 000 m³ de biométhane par jour, le coût moyen est d'environ 0,13 \$/m³ (3,92 \$ par 1000 pieds cubes). Cette analyse a normalisé les sites comparés en s'assurant que des données moyennes étaient ajoutées aux sites ne traitant pas tous les paramètres chimiques (Chen *et al.*, 2010). Ces coûts incluent aussi l'investissement initial et les coûts d'opération et de maintien, mais n'incluent pas les coûts de stockage et de transport du carburant. Cette même analyse recense le prix total, incluant la production du biogaz pour les moyennes installations, à 0,2 \$/m³, pour un prix moyen de production du biogaz évalué à 0,07 \$/m³. Le prix du traitement du biogaz serait donc, dans ce cas, deux fois plus élevé que le coût de production. Compte tenu de ces résultats, l'étude de Chen *et al.* (2010) conclut que la production de carburant pour l'insertion ou pour la vente comme carburant véhicule n'est pas rentable même à ce bas prix de production, à moins que les investissements initiaux soient subventionnés (*ib.*).

Ces prix sont bien en deçà des valeurs mentionnées dans d'autres études sur le prix de production du biogaz. L'étude de SNC-Lavalin *et al.* (2007), par exemple, situe ce prix à 0,89 \$/m³, soit presque treize fois plus. Il n'y a aucune indication dans l'étude que des subventions ont été accordées aux entreprises. Les données proviennent d'entrevues faites auprès des propriétaires et opérateurs de bioréacteur en milieu agricole, surtout situés aux États-Unis.

Une autre étude, émise par Civitas, évalue l'investissement pour la production de 3 Mm³ de biométhane et la conversion de 270 véhicules et quatre stations-service au gaz à 11,75 millions de dollars, soit 0,25 \$/m³ (Hugosson, 2003). Selon les données recueillies par l'étude, la quantité de gaz produit a un effet substantiel sur les coûts de traitement du biogaz. Alors que le coût initial d'une usine de production de biométhane se situe à environ

840 000 \$, les coûts d'opérations diminuent avec le volume : 0,84 \$/m³ pour 50 m³/h; 0,56 \$/m³ pour 100 m³/h et, comme vu, 0,25 \$/m³ pour 340 m³/h. À un taux de conversion de 60 % de biogaz en biométhane, les usines de Montréal produiront 8,64 Mm³ de biométhane, soit 23 670 m³ de biométhane par jour. Cela équivaut à 11 835 m³/jour de biométhane pour chaque bioréacteur et 493 m³/h. Ces résultats démontrent qu'il existe beaucoup de variations dans les coûts de construction et les frais d'entretien d'une usine de biométhanisation.

L'étude de Civitas a aussi évalué une partie des coûts de production d'autres modes de mise en valeur. Selon l'étude, la valorisation thermique requiert un investissement initial de 105 000 \$ (0,14 \$/m³) et des coûts d'opération de 49 000 \$ (0,06 \$/m³) par année pour une production de 750 000 m³/an. La valorisation électrique requiert un investissement initial de 1,82 million de dollars (0,29 \$/m³) pour une production de 700 m³/h. La mise en valeur par insertion requiert un investissement supplémentaire de 210 000 \$ par km si un gazoduc doit être construit pour acheminer le gaz vers le réseau existant (Hugosson, 2003).

En ce qui a trait aux prix de vente du biogaz valorisé, c'est le prix du gaz naturel sur le marché, le prix d'achat de l'électricité par Hydro-Québec et le prix de vente du méthanol qui sera utilisé. Le prix d'achat de l'électricité par Hydro-Québec doit se faire par appel d'offres et le cas échéant, le coût de production doit espérer être en deçà du prix de vente d'électricité d'Hydro-Québec. Le prix actuel de l'électricité pour un client de la catégorie des affaires est de 0,00878 \$/kWh pour les premiers 15 090 kWh et 0,00485 \$/kWh pour les suivants (Hydro-Québec, 2011b). Dans le cadre d'un appel d'offres en 2009, Hydro-Québec a offert d'acheter l'électricité produite à partir de la biomasse au prix de 0,112 \$/kWh (Hydro-Québec, 2009). Cette valeur sera celle retenue. Des soumissions retenues, il y a deux projets de biométhanisation des déchets de RCI Technologies, dont un à Anjou et l'autre à Longueuil (RCI Technologies, 2010; Michaud, G., 2010).

Le prix du gaz naturel vendu par Gaz Métro est de 0,2324 \$/m³ depuis le 1^{er} septembre 2011, ce qui comprend le prix de fourniture (multiplié par le ratio de compression) et le prix de compression (Gaz Métro, 2011b). Le prix de la cogénération combine le prix du gaz naturel ajusté en fonction du contenu en méthane (60 %) et le prix de la vente de

l'électricité. Aucune différence n'est faite entre le mode thermique et le mode électrique puisqu'ils seront tous les deux en cogénération.

Tous les modes incluent le 0,89 \$/m³ comme valeur de base, incluant une torchère, une génératrice et une chaudière (SNC-Lavalin *et al.*, 2007). Le coût de mise en valeur de l'insertion a été majoré de 0,05 \$/m³ en raison du nouveau tarif de réception de gaz produits au Québec. En effet, la Régie de l'énergie (2011) a rendu une décision le 26 juillet 2011, autorisant la société en commandite Gaz Métro de créer un nouveau tarif de réception des gaz produits sur le territoire québécois désirant emprunter le réseau gazier. Ce tarif permettra de récupérer les coûts des nouveaux investissements requis pour étendre le réseau gazier, faire de nouveaux raccordements, ainsi que de partager certains coûts de distribution existants et les coûts additionnels relatifs à l'utilisation du réseau de transport TQM. Le tarif s'ajustera en fonction des coûts répercutés dans la grille tarifaire. Selon le journaliste Martin Croteau (2011), ces coûts s'étendront au gaz de captation issu de l'enfouissement.

En ce qui à trait à la production de méthanol à partir du biométhane, avec une densité de 0,791 g/ml à une température de 20 °C (Methanex, 2006) et un rendement de la production de méthanol d'au plus 75 %, il est possible d'obtenir 18,4 litres de méthanol gazeux, soit 593 g, à partir de 24,5 litres de biométhane gazeux, à température pression standard (TPS). Une étude recense une fourchette de 17 à 40 dollars par litre (Martin-Amouroux, 2003). Le prix du méthanol se situe à environ 5,22 \$ par litre (Methanex, 2011). Puisque 1 m³ de méthanol équivaut à 791 litres et 1 litre de méthanol équivaut à 0,0012 m³ et 0,0066 \$/m³, la production totaliserait 0,03 \$ le litre, plus le coût de production du biométhane.

Les informations recueillies sont résumées au tableau 4.2. Le manque de rendement pécuniaire direct est évident. Ces coûts incluent toutefois le coût de construction, de production, de maintien et de mise en valeur. Une fois les coûts de construction résorbés, la méthanisation devient rentable; le projet de la Ville de St-Hyacinthe en est la preuve. Le temps de récupération de l'investissement n'a pas été calculé. L'objectif de l'exercice était de comparer les coûts totaux et le potentiel prix de vente, afin de déterminer si un mode de mise en valeur était favorable. Les résultats de l'exercice démontrent que c'est la cogénération qui est la plus rentable. Les autres modes ont des résultats similaires.

Tableau 4.2 Coût de mise en valeur versus prix de vente

(\$/m ³)	Cogénération	Insertion	Carburant	Biodiesel
Prix de vente	0,25	0,23	0,23	0,006
Coût de production et mise en valeur	0,89	1,19	1,14	0,92
Différence	-0,64	-0,96	-0,91	-0,914

(compilation d'après SNC-Lavalin *et al.*, 2007; Martin-Amouroux, 2003; Methanex, 2011; Gaz Métro, 2011b; Hydro-Québec, 2009; Hugosson, 2003)

Pour la description de ces coûts, les incitatifs fiscaux et financiers du gouvernement et crédits de carbone (Solinov, 2008) n'ont pas été pris en considération. Il existe plusieurs programmes fédéraux et provinciaux qui ont été largement décrits dans des communiqués et rapports québécois. Majoritairement, ils sont applicables à la production de biogaz, sans ou avec peu de discrimination sur le mode de mise en valeur. Jusqu'à fin mars 2011, le programme écoÉNERGIE pour les électricités renouvelables recevait des demandes pour des subventions, mais ce programme n'accepte plus d'inscription. Le programme pour le chauffage renouvelable qui subventionnait certains programmes de mise en valeur du biogaz s'est quant à lui terminé. Les biocarburants, en revanche, reçoivent toujours de l'appui du programme écoÉNERGIE, mais jusqu'à maintenant le biométhane carburant n'a pas été considéré (Canada, 2009).

4.2.6 Efficacité économique

Le critère de l'efficacité économique est évalué en fonction du potentiel des modes de mise en valeur à stimuler l'économie québécoise, soit de créer des emplois, du revenu ou des économies. Puisque les volumes de biogaz qui proviendront des deux bioréacteurs montréalais seront limités (selon la Ville de Montréal, cette quantité est suffisante pour chauffer 1 600 maisons ou alimenter 2 250 voitures pendant un an), une prémisse d'analyse de ce critère pourrait être définie comme le potentiel de stimuler l'intérêt du marché et l'acceptabilité des consommateurs pour les alternatives énergétiques, ainsi que l'expertise technique et la recherche et le développement.

Un secteur qui a connu relativement peu de développement au Québec est celui des biocarburants. Le gouvernement canadien encourage depuis plusieurs années l'utilisation de l'éthanol comme carburant dans le domaine des transports (Ressources naturelles

Canada, 2009). Au Québec, l'administration publique ne s'est intéressée que très récemment à l'éthanol cellulosique produit à partir des résidus forestiers, des sciures de bois et des déchets domestiques (Québec, 2011). À cet effet, le gouvernement a lancé une chaire de recherche en éthanol cellulosique à l'Université de Sherbrooke et soutenu deux projets de démonstration de production d'éthanol.

Ailleurs, comme mentionnée à la section 3.4.4, une usine en Suisse convertira bientôt les résidus forestiers en méthanol pour les véhicules *flex-fuel*. À l'heure actuelle, plusieurs de ces véhicules, qui peuvent fonctionner au biométhane comprimé, sont disponibles au Québec et au Canada (Association canadienne des constructeurs de véhicules, 2007; Ressources naturelles Canada, 2011), mais l'offre d'éthanol E85 est limitée et la demande est presque inexistante (Ressources naturelles Canada, 2008). De plus, selon une enquête informelle à Vancouver, la majorité des propriétaires de véhicules *flex-fuel* n'étaient pas au courant que leur véhicule était aussi polyvalent (Vancouver Sun, 2008).

Les administrateurs du programme Biogasmax résument que pour être viable économiquement, la stimulation de la demande était une des plus importantes conditions de succès de leur projet (Biogasmax, 2010). Et, selon la Victoria Transportation Policy Institute, les investissements dans le domaine des transports ont une grande puissance d'attraction de capitaux (Litman, 2009). Selon cette source, les investissements de l'administration publique en transport sont un levier économique incomparable, apportant au moins 55 fois la somme investie. De manière connexe, cette année, le gouvernement du Québec prévoit des mesures incitatives fiscales pour l'achat de camions au GNL et Gaz Métro fait la promotion du gaz naturel dans les transports (Gaz Métro, 2011). Ces investissements stimuleront davantage le secteur des transports et l'utilisation de carburants non conventionnels.

Compte tenu de ces informations et étant donné que les biocarburants ont présentement de l'appui politique et l'intérêt des secteurs industriel et commercial, le mode de mise en valeur du biogaz en carburant obtient la meilleure performance. La production de méthanol, qui sera utilisé pour la production du biodiesel, et qui pourrait en soi être éventuellement utilisé comme carburant, obtient la même performance.

Le mode de l'insertion obtient la troisième meilleure performance, en raison de sa contribution potentielle aux carburants alternatifs ou à leur distribution à travers le réseau gazier.

4.2.7 Efficacité énergétique

Ce critère évalue l'efficacité énergétique des modes de mise en valeur, soit l'énergie utilisée pour la production de biogaz versus l'énergie utilisable. Les données utilisées pour évaluer le critère sont présentées au tableau 4.2.

Tableau 4.3 Efficacité énergétique

	Cogénération	Insertion	Carburant	Biodiesel
Bilan	10 ^a	40 ^a	30 ^a	20
Efficacité	80 % ^b	85 % ^b	85 % ^{(b)(c)}	<75 % ^{(d)(e)}
Somme	90	125	115	<95
Rang	3	1	2	4

(compilation d'après : ^(a)Pöschl *et al.*, 2010; ^(b)ADEME, n.d.; ^(c)SNC-Lavalin *et al.*, 2007; ^(d)Olah *et al.*, 2006; ^(e)Bromberg and Cheng, 2010)

L'étude de Pöschl *et al.* (2010) de la revue *Applied Energy* a été retenue comme une donnée de bilan énergétique. Les données proviennent de l'analyse de la biométhanisation en Allemagne. La majorité des données ont été exclues de l'analyse puisqu'ils sont une constante dans le cas montréalais, notamment, l'énergie utilisée pour la collection et le transport des substrats (matières organiques), le fonctionnement de l'usine de méthanisation, la culture des céréales et la gestion du digestat. N'ont été retenues que les valeurs pour l'utilisation du biogaz et l'extrait énergétique, qui ont été évaluées en tant que somme d'énergie potentielle du biogaz fourni. Les modes analysés par Pöschl présentés au tableau 2.1 sont la cogénération, la cogénération combinée à l'insertion et le biométhane carburant. En fonction des données de Pöschl (2010), une note est attribuée pour le bilan; le meilleur bilan obtient la plus haute note. La différence entre les notes est arbitraire; ce qui importe est le rang. Selon Olah *et al.* (2006), l'efficacité énergétique de la production de méthanol est de 75 %, ce qui exclut l'énergie perdue dans les procédés de production du biométhane. L'étude SNC-Lavalin *et al.* (2007) considère plutôt l'efficacité de la transformation du biogaz en biométhane à 90 %.

Les résultats présentés au tableau 4.2 peuvent surprendre. L'utilisation du méthanol comme intrant de symbiose industrielle, par exemple, a le pire résultat alors que son mode de distribution et d'utilisation est déjà établi, alors que dans le cas du biométhane carburant des infrastructures doivent être mises en place. Les résultats de Pöschl *et al.* (2010) démontrent que même si le biogaz pour la cogénération requiert moins d'énergie dédiée à la production, l'extrait énergétique est inférieur, ce qui est contraire aux comparaisons du contenu énergétique du biogaz brut et du biométhane dans la section 4.2.1.

4.2.8 Complexité

Le critère de la complexité est évalué en tenant compte du nombre d'étapes nécessaires à la production et l'utilisation du biogaz, ainsi qu'à la complexité de ces étapes. La meilleure performance est attribuée au mode de mise en valeur dont la mise en œuvre est la plus simple. Les modes thermiques et électriques sont les plus simples, puisqu'ils ne requièrent qu'une étape de purification et ils peuvent être utilisés tel quel dans des installations de chauffage et de génération électriques. Leurs transports nécessitent que des infrastructures minimales. Pour le mode électrique, l'utilisation dans des bornes de recharges se ferait à même un réseau de bornes existant. Une tendance au traitement des COVSi même pour la génération d'électricité et chaleur s'installe progressivement, dans un souci de maintien des actifs. La possibilité de traiter des COVSi dans le bioréacteur devrait être envisagée.

Le mode d'insertion requiert plusieurs étapes de traitement du biogaz qui sont complexes et coûteuses, ce qui est également vrai pour la valorisation carburant. Dans le cas de l'insertion, l'utilisation de gaz n'est a priori pas connue. Pour la valorisation carburant, des infrastructures de distribution du biométhane doivent être mises en place et les camions de la Ville doivent être convertis pour l'utilisation d'un carburant gazeux avec un contenu en cétane inférieur à celle du diesel. Finalement, l'utilisation du biogaz dans la production de biodiesel est la forme de mise en valeur qui requiert le plus d'étapes, car elle requiert des traitements de purification en plus des étapes de production du biométhane. Toutefois, aucune nouvelle infrastructure de distribution n'est nécessaire puisqu'elles sont déjà en place. Pour cette raison, le mode carburant et le mode symbiose ont des performances équivalentes.

4.3 Résultats et discussion

Le tableau 4.1 présente les résultats détaillés de l'analyse des modes de mise en valeur, les résultats pondérés et le rang attribué selon la performance. À la meilleure performance est attribué le rang 1, à la deuxième meilleure performance, le rang 2 et ainsi de suite. Les résultats sont aussi résumés au tableau 4.4 ci-dessous, dans lequel un rang est attribué pour tous les critères, ce qui est illustré par un ton : plus le ton est foncé, meilleure est la performance. Dans l'interprétation des résultats résumés, il est important de prendre en considération le fait que la substitution des énergies fossiles et l'efficacité énergétique ont le double du poids que les autres critères, car ils ont été identifiés comme plus déterminant de la performance d'un mode versus un autre.

Tableau 4.4 Résumé des résultats

	Thermique	Électrique	Insertion	Carburant	Biodiesel
Substitution des énergies fossiles	4	2	3	1	4
Production responsable	4	2	4	1	3
Responsabilisation citoyenne	4	2	3	1	4
Qualité de vie	4	2	3	1	4
Rentabilité financière	1	1	4	3	4
Efficacité économique	4	4	2	1	2
Efficacité énergétique	3	3	1	2	5
Complexité	1	1	3	4	4
Quantité de premier rang	2	2	1	5	0
Résultat final	2,8	3,9	3,1	4,3	2,2
Rang final	4	2	3	1	5

À la lumière des résultats de l'analyse présentés aux tableaux 4.1 et 4.4, le mode de mise en valeur le plus performant est l'utilisation du biogaz pour la production de carburant véhicule. La cogénération avec mise en valeur de l'électricité pour des bornes de charge de voitures électriques s'est classée au deuxième rang. L'insertion du biométhane à la troisième place et le mode de cogénération et le mode biodiesel arrivent en quatrième et cinquième place.

Ces performances ont été évaluées dans une perspective de développement durable. Les pôles techniques, sociaux, environnementaux et économiques ont été représentés. La performance du mode carburant est attribuable à plusieurs éléments : son potentiel de

substituer les énergies fossiles et d'ainsi diminuer la production de gaz à effet de serre et l'acidification; la diminution des polluants atmosphériques et l'amélioration de la qualité de vie en corollaire; sa capacité de responsabilisation citoyenne au tri des matières résiduelles; son efficacité énergétique; et son potentiel de stimulation de l'économie québécoise. Le mode carburant a toutefois moins bien performé en ce qui a trait à la rentabilité et la complexité, critères pour lesquelles la cogénération obtenait les meilleurs résultats. Même si le mode carburant n'a pas reçu la meilleure performance sur le plan de la rentabilité financière, sa performance globale a dominé les autres modes de mise en valeur. Son pouvoir d'attraction de financement du domaine des transports est un atout dans la recherche d'investissements.

Les résultats démontrent aussi la place prépondérante que la production de GES et de polluants atmosphériques a prise dans l'analyse. Les critères de substitution des énergies fossiles, de production responsable et de qualité de vie ont tous pris en considération la production de GES. Cela reflète l'importance des mesures d'atténuation des changements climatiques dans les objectifs du gouvernement, mais a indéniablement influencer les résultats en avantageant les modes de mise en valeur qui substituent l'essence ou le diesel. À ce titre, il est important de prendre en considération le mazout léger et le mazout lourd, qui ont été délaissés de l'équation. Le mazout est un carburant utilisé pour alimenter chaudières ou génératrices, autant au niveau résidentiel, commercial, industriel qu'institutionnel. Si le mode de valorisation thermique ou électrique avait été considéré en tenant compte d'un remplacement de mazout, les résultats auraient changé considérablement, en reléguant le mode de l'insertion au quatrième rang et en permettant aux modes thermiques et électriques de contester le premier rang. S'ils n'ont pas été considérés, c'est que l'utilisation de mazout est déjà en baisse. Entre 1990 et 2005, la consommation du mazout lourd a baissé de 7,7 % (McPhie et Caouette, 2009) et la Ville de Montréal (2010) entend réduire l'utilisation de mazout léger dans le chauffage, alors que la consommation de gaz naturel connaît une hausse tendancielle (MRNF, 2011).

Concernant la rentabilité financière et l'écart énorme entre les coûts de construction et du maintien des installations de 0,89 \$/m³ présentés par SNC-Lavalin *et al.* (2007) et ceux

présents dans d'autres études, il est suggéré de procéder à une étude exhaustive des quantités investies dans d'autres projets similaires.

Le résultat final s'accorde avec d'autres projets de biométhanisation municipaux au Québec et ailleurs, qui ont choisi de mettre en valeur le biogaz comme carburant véhicule. Le projet de Rivière-du-Loup compte mettre en valeur le biogaz en carburant, comme tous les projets du groupe Biogasmax en Europe.

5 EMPLACEMENT

En 2008, une étude sur la planification du volet infrastructures des matières organiques de l'agglomération de Montréal indiquait que les bioréacteurs pourraient être situés dans l'est et dans le sud-est de la Ville (Solinov, 2008). Suivant ces recommandations, le 13 avril 2011, la Ville de Montréal annonce que les bioréacteurs seront construits à l'ancienne carrière Demix dans la ville reconstituée de Montréal-Est et sur le terrain de Solutia Canada dans l'arrondissement de LaSalle (Ville de Montréal, 2011a). L'objectif de ce chapitre est de déterminer l'emplacement idéal pour les usines de méthanisation et de comparer les résultats avec les choix de la Ville. Dans son étude, Solinov (2008) identifie les sites ciblés en partant des sites potentiels déjà identifiés par la Ville de Montréal, des données sur les sites à vocation environnementale ou dégradés et d'une grille de critère : le respect des critères de localisation du MDDEP, l'accessibilité du site, la superficie disponible, l'utilisation actuelle du site, les caractéristiques physiques du site, le zonage du site, le milieu et les activités environnantes, l'avis des intervenants du milieu.

La présente étude prendra une approche distincte. Au lieu d'évaluer les sites potentiels, le potentiel d'accueil des dix-neufs arrondissements de la Ville de Montréal et de certaines villes de l'Agglomération de Montréal, en fonction de la mise en valeur du biogaz en carburant véhicule. Certaines villes ont été exclues de l'analyse puisqu'elles présentaient un attrait très limité ou en raison du manque de données pour les paramètres choisis. Les données sur les matières résiduelles de la ville de Montréal-Est, par exemple, sont incluses dans ceux de l'arrondissement Rivière-des-Prairies–Pointe-aux-Trembles.

Les paramètres retenus sont la population, les taux de récupération de matières recyclables et de matières organiques en 2008, la quantité de matières résiduelles récupérée en 2008 (Ville de Montréal, 2009a) et la présence d'un gazoduc d'alimentation du réseau de distribution de gaz naturel de Gaz Métro. Les données recueillies sont présentées dans le tableau 5.1. La présence du réseau d'alimentation a été déterminée de manière tentative à l'aide de la figure 5.1 (BAPE, 2004) et la figure 5.2 (Ville de Montréal, 2009a). Le réseau de distribution de Gaz Métro est quant à lui disponible dans tous les arrondissements. Ce paramètre a été retenu en prévision de l'utilisation du gazoduc pour la distribution du biométhane.

Tableau 5.1 Caractéristiques des villes et arrondissements de l'Agglomération de Montréal

	Population	Taux recyclable (%)	Taux organique (%)	Quantité de matières (tonnes)	Gazoduc
Ahuntsic-Cartierville	129 709	58	10	65 435	Oui
Anjou	41 856	52	5	17 475	Oui
Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce	<u>168 236</u>	59	10	<u>87 119</u>	Oui
Lachine	42 368	49	7	23 625	Oui
LaSalle	76 527	50	4	34 532	Oui
L'Île-Bizard–Sainte-Geneviève	18 005	47	11	10 593	Non
Mercier–Hochelaga-Maisonneuve	<u>132 271</u>	49	6	<u>70 117</u>	Non
Montréal-Nord	85 891	45	4	39 589	Non
Outremont	23 437	59	11	13 133	Oui
Pierrefonds-Roxboro	66 576	46	9	34 555	Non
Plateau-Mont-Royal (Le)	103 552	<u>68</u>	5	51 404	Oui
Rivière-des-Prairies–Pointe-aux-Trembles	107 972	48	7	67 178	Oui
Rosemont–La Petite-Patrie	<u>136 885</u>	<u>61</u>	6	<u>81 844</u>	Oui
Saint-Laurent	86 835	49	8	42 504	Oui
Saint-Léonard	73 423	40	5	36 063	Oui
Sud-Ouest (Le)	71 622	<u>61</u>	6	43 509	Oui
Verdun	67 637	53	4	30 579	Oui
Ville-Marie	80 850	<u>68</u>	1	46 892	Oui
Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension	<u>146 310</u>	40	3	<u>101 825</u>	Oui
Beaconsfield	19 517	56	<u>29</u>	14 368	Non
Côte-Saint-Luc	31 965	40	10	16 430	Non
Dollard-Des Ormeaux	49 940	45	12	28 047	Non
Dorval	18 445	54	<u>14</u>	12 139	Oui
Kirkland	20 888	46	10	12 707	Oui
Mont-Royal	19 276	59	<u>23</u>	12 858	Non
Pointe-Claire	30 732	52	<u>18</u>	20 122	Oui
Sainte-Anne-de-Bellevue	5 306	48	2	2 597	Oui

N.B. : Quatre meilleurs résultats de chaque paramètre en **gras** et souligné
(Compilation d'après Ville de Montréal, 2009a et BAPE, 2004)

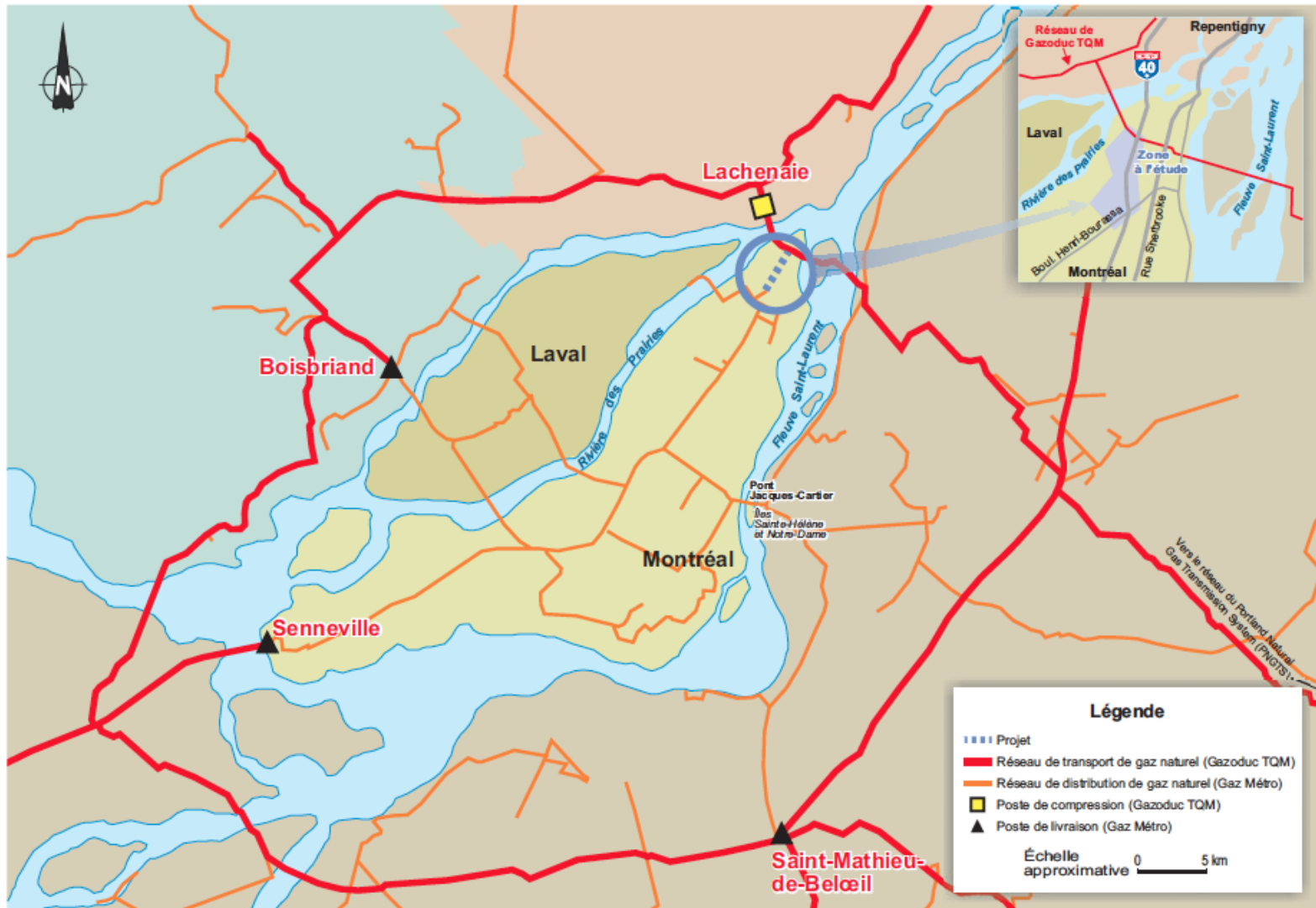


Figure 5.1 Carte du réseau gazier (gazoduc d'alimentation) dans la région de Montréal (tiré de BAPE, 2004, p. 5)

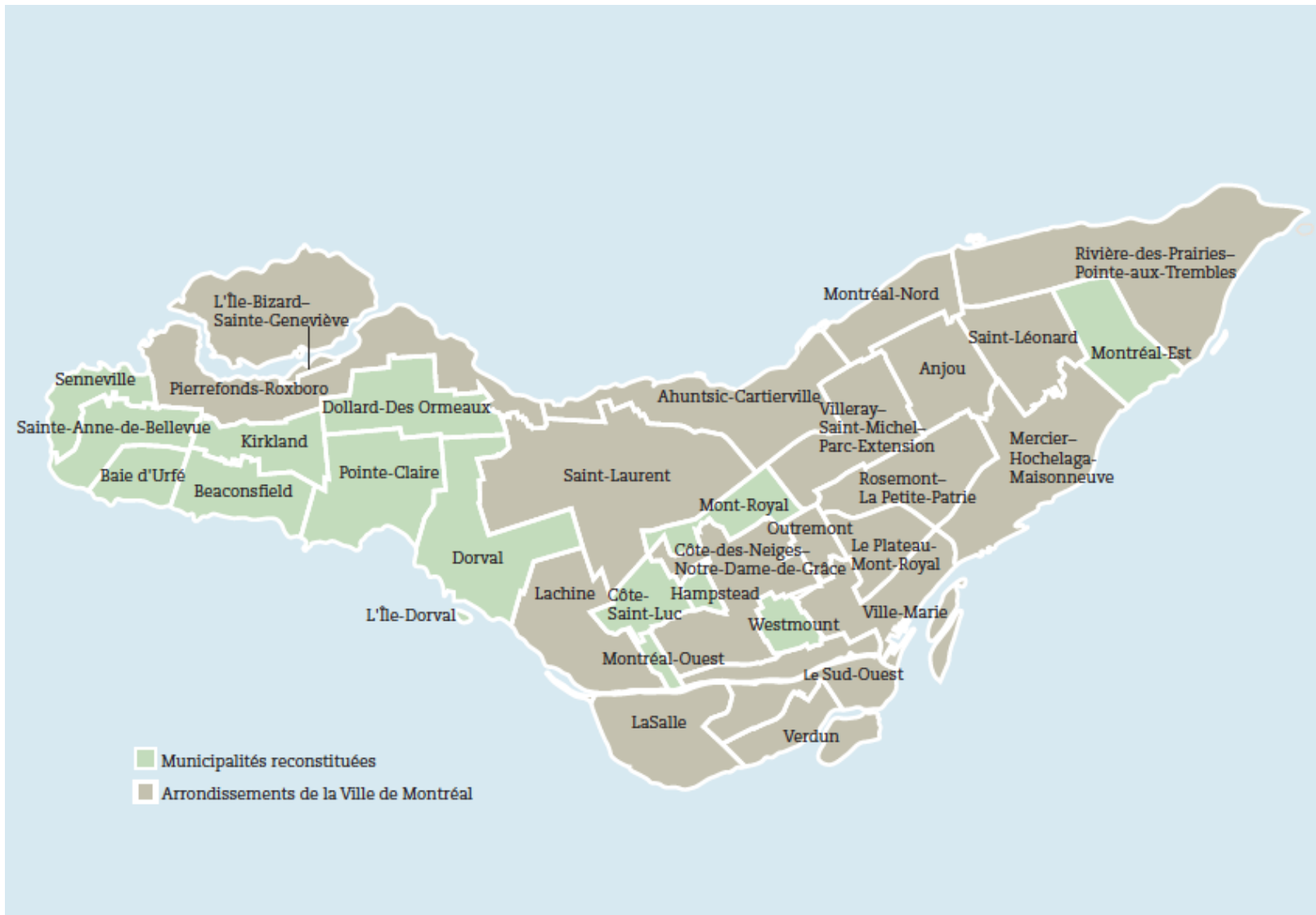


Figure 5.2 Carte de l'Agglomération de Montréal (tiré de Ville de Montréal, 2009a, p. 27)

En plus des paramètres décrits, la localisation doit respecter quatre exigences de localisation contenue dans les lignes directrices du Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage du MDDEP (2008b) : les usines doivent être à l'extérieur de zones d'inondations centenaires et doivent respecter une distance minimale de 30 m des ouvrages de captage, 50 m des cours d'eau et 300 m des lacs. De plus, le MDDEP demande que soit réalisée une étude de dispersion des odeurs de niveau 2 (Solinov, 2008).

Les données du tableau 5.1 démontrent que les meilleures performances en matière de recyclage sont situées dans les arrondissements centraux. Les arrondissements Plateau-Mont-Royal et Ville-Marie avec des taux de 68 % suivis de Rosemont–La Petite-Patrie et Sud-Ouest avec des taux de 61 %. En matière de taux de récupération des matières organiques, les données démontrent que les meilleures performances sont dans l'ouest de l'île. Toutefois, les taux de récupération sont dépendants du service de collecte offert et du type de logement, alors que la collecte sélective des matières organiques n'est pas répandue et que les maisons détachées produisent plus de résidus verts récupérables. La quantité de matières résiduelles et directement est représentative de la population de l'arrondissement. Les quatre arrondissements les plus peuplés sont Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce, Rosemont–La Petite-Patrie, Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension et Mercier–Hochelaga-Maisonneuve. Avec des taux de matières organiques contenus dans les matières résiduelles récupérées situés autour de 47,25 %, tous ces arrondissements ont la capacité de produire les 60 000 tonnes de matières organiques visées, moyennant des taux de participation très élevés (*ib.*).

À la lumière de ces résultats, c'est l'arrondissement Rosemont–La Petite-Patrie qui a obtenu le meilleur résultat, suivi de Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce et Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension. L'ancien incinérateur de Montréal est situé dans l'arrondissement Rosemont–La Petite-Patrie, sur un terrain appartenant à la Ville. Dans ce secteur plusieurs terrains contaminés sont présents, mais seulement deux appartiennent à la Ville de Montréal, sur la rue Rosemont (Ville de Montréal, 2011c). De plus, un dépôt d'autobus de la STM est présent dans ce quartier, à une proximité telle qu'il sera envisageable de construire un gazoduc pour relier le dépôt avec l'usine, advenant qu'elle

soit construite sur le site de l'incinérateur. En sus de ces avantages, le site de l'ancien incinérateur comporte un autre avantage géographique, soit celui d'avoir accès au chemin de fer pour acheminer le digestat vers des terres agricoles.

L'arrondissement Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce obtient le deuxième meilleur résultat. Il n'y a aucun terrain contaminé appartenant à la Ville de Montréal. Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension obtient le troisième meilleur résultat. Le CESM, situé dans cet arrondissement, est un site idéal pour l'implantation d'une usine de méthanisation. De plus, la mise en valeur du biogaz s'y fait déjà. Finalement, l'arrondissement Mercier–Hochelaga-Maisonneuve a seulement été désavantagé par l'absence d'un conduit d'alimentation de Gaz Métro. Toutefois, advenant que Gaz Métro permette l'insertion de gaz dans les gazoducs de moindre pression du réseau de distribution, l'arrondissement pourrait y insérer son biogaz.

En résumé, l'analyse par arrondissement n'a pas permis de confirmer le choix de la Ville. La Ville de Montréal-Est et l'arrondissement Lasalle n'ont pas eu d'aussi bonnes performances que les arrondissements centraux Rosemont–La Petite-Patrie, Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce et Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension. De plus, l'analyse a identifié deux sites potentiels pour accueillir les usines : le CESM et l'ancien incinérateur de Montréal.

Il est à noter que l'analyse n'a pas pris en considération bon nombre d'éléments, dont la réaction négative que peuvent avoir les citoyens face à l'implantation d'une installation de gestion des matières résiduelles dans leurs quartiers, réaction parfois caractérisée par le terme de « *syndrome pas dans ma cour* ». Dans leur étude sur l'acceptabilité sociale des équipements de traitement des matières résiduelles, Transfert Environnement (2010) indique que ces les nuisances qui arrivent « *au premier rang des préoccupations sur le plan environnemental (bruit, circulation, qualité de l'air, odeurs)* ». Dans leur étude, ils mettent en évidence plusieurs facteurs importants sur l'acceptabilité, dont la confiance dans la technologie, ainsi que la confiance dans l'innocuité pour la santé. En considérant ces facteurs, la décision sur la localisation des premières usines de biométhanisation prend tout son sens. Une fois cette confiance acquise, des emplacements plus centraux pourront être considérés.

6 RECOMMANDATIONS

Comme suite au contenu de la présente étude et au résultat de l'analyse multicritère, les recommandations suivantes ont été formulées.

- Mettre en valeur le biogaz des installations de biométhanisation à Montréal en produisant du biométhane compressé afin de servir comme carburant véhicule. Ce carburant serait destiné à l'utilisation par une flotte captive. Cette flotte captive pourrait être constituée d'une flotte d'autobus ou de camions-bennes destinés à la collecte des matières organiques résiduelles.
- Conduire une étude exhaustive des coûts de mise en valeur du biogaz en carburant véhicule. Puisque les coûts recensés par le présent essai présentent beaucoup de variation, il est recommandé de recenser les coûts de construction, de production, de transport et de maintien des activités de projets existants de production de biométhane pour l'utilisation comme carburant.
- Procéder à une étude sur la conversion au gaz d'une flotte captive à Montréal. Les multiples possibilités de l'utilisation du biogaz comme carburant véhicule demandent une étude approfondie.
- Créer une table de concertation pour favoriser les échanges et développer des partenariats entre les promoteurs, les entreprises détentrices des flottes captives (entreprises de collecte de matières organiques, STM, compagnies de taxis, etc.), les organismes environnementaux et sociaux concernés. Cette activité pourrait également augmenter améliorer l'acceptabilité sociale du projet.
- Inclure le biométhane et le biométhanol dans les programmes existants de subventions aux biocarburants. À l'heure actuelle, le biodiesel et l'éthanol sont favorisés par ces programmes, alors qu'il est évident que le biométhane et le biométhanol possèdent des avantages sur le plan environnemental.
- Réévaluer l'emplacement des usines de biométhanisation, en tenant compte des options présentées au cinquième chapitre. Le cas échéant, il est recommandé d'entamer la planification des prochaines usines de biométhanisation en tenant

compte des emplacements suggérés, car la quantité de matières organiques résiduelles disponible à Montréal surpasse 120 000 t.m.

- Intégrer à la description des tâches la gestion et la compilation des données sur les projets de biométhanisation à Montréal et au Québec à un employé de la Ville de Montréal et de RECYC-QUÉBEC. Ces données devraient être utilisées pour planifier les développements futurs en biométhanisation dans la région et devraient être rendues accessibles au public.

CONCLUSION

L'utilisation du biogaz issu de la fermentation des matières organiques résiduelles à Montréal était l'objet de cet essai. L'objectif était de déterminer la voie de mise en valeur optimale en appliquant une méthode d'analyse multicritère et dans une perspective de développement durable. La motivation pour cette analyse provient de la construction prochaine de deux usines de biométhanisation sur l'île de Montréal, pour lesquelles le mode de mise en valeur du biogaz n'a pas encore été précisé.

Le projet de biométhanisation montréalais est en partie financé par le gouvernement du Québec et son développement s'inscrit dans la mise en œuvre du *Plan d'action 2006 – 2015 sur les changements climatiques du Québec*, le *Projet de politique québécoise sur la gestion des matières résiduelle*, la *Stratégie énergétique du Québec*, ainsi que la *Stratégie gouvernementale du développement durable 2008-2013*. Bien que le développement de la biométhanisation soit une initiative de l'administration publique, la volonté de développer cette filière naît d'enjeux globaux, tels que la protection de l'environnement et de la santé des personnes et la production énergétique. Dans le contexte montréalais, elle correspond surtout à une solution de gestion des matières résiduelles.

Le biogaz est principalement un mélange de méthane et de dioxyde de carbone. Le biogaz brut s'apparente à certains gaz naturels et le biogaz peut être purifié en biométhane, un produit assimilable au gaz naturel. De ses propriétés chimiques et des ses transformations possibles découlent de vastes possibilités de mise en valeur. À la simple production de chaleur ou d'électricité s'ajoutent les variantes possibles quant à l'utilisation de l'énergie finalement produite. Par exemple, la chaleur peut servir à une usine, pour les besoins internes de la biométhanisation, ou encore pour alimenter un quadrilatère, advenant une organisation adéquate du système de production et de distribution de l'énergie thermique. De même, la mise en valeur comme carburant est possible sous forme de biométhane compressé ou liquide, ainsi que sous forme de méthanol. En résumé, les modes de mise en valeur par la chaleur, par l'électricité, par l'insertion du biométhane dans le réseau de gaz naturel, par la production d'un biocarburant et par l'utilisation comme intrant pour l'écologie industrielle ont été explorés.

La technique d'analyse retenue est la comparaison par critères et l'outil d'analyse retenu pour mettre en évidence les options optimales est l'évaluation multicritère de somme pondérée avec agrégation totale sous forme de tableau. Les sphères techniques, sociales, environnementales et économiques ont été représentées. Les résultats démontrent que le mode de mise en valeur le plus performant est l'utilisation du biogaz pour la production de biométhane carburant comprimé pour véhicule. La cogénération avec mise en valeur de l'électricité pour des bornes de charge de voitures électriques s'est classée au deuxième rang. L'insertion du biométhane dans le réseau gazier a la troisième place et le mode de cogénération et le mode biodiesel arrivent en quatrième et cinquième place.

La performance de la valorisation carburant est attribuable à plusieurs éléments : son potentiel de substituer les énergies fossiles et d'ainsi diminuer la production de gaz à effet de serre et l'acidification; la diminution des polluants atmosphériques et l'amélioration de la qualité de vie en corollaire; sa capacité de responsabilisation citoyenne au tri des matières résiduelles; son efficacité énergétique; et son potentiel de stimulation de l'économie québécoise. Le mode carburant a toutefois moins bien performé en ce qui a trait à la rentabilité et la complexité, critères pour lesquelles la cogénération obtenait les meilleurs résultats. Ce résultat final s'accorde avec des projets de biométhanisation municipale au Québec et ailleurs: le projet de Rivière-du-Loup compte mettre en valeur le biogaz en carburant, comme tous les projets du groupe Biogasmax en Europe.

L'analyse de l'emplacement des usines de biométhanisation par arrondissement n'a pas permis de confirmer les préférences de Montréal la Ville de Montréal-Est et l'arrondissement Lasalle, qui n'ont pas eu d'aussi bonnes performances que les arrondissements centraux Rosemont–La Petite-Patrie, Côte-des-Neiges–Notre-Dame-de-Grâce et Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension. De plus, l'analyse a identifié deux sites potentiels pour accueillir les usines : le CESM et l'ancien incinérateur de Montréal. Il est recommandé de considérer ces sites pour la phase actuelle de biométhanisation ou pour les usines futures. Sans considérer les boues sanitaires des stations d'épuration, c'est environ 315 000 tonnes de matières organiques résiduelles qui attendent d'être valorisées sur l'île de Montréal. En ce qui concerne la Ville de Montréal, la mise en valeur du biogaz provenant de la biométhanisation est une entreprise qui n'est qu'à ces débuts.

RÉFÉRENCES

- Accettola, F. and Haberbauer, M. (2005). Control of siloxanes. *In* Lens, P., Westermann, P., Haberbauer, M. and Moreno, A. (éd.), *Biofuels for Fuel Cells. Renewable energy from biomass fermentation* (chap. 24, p.445-454). Londres, IWA Publishing. (Integrated Environmental Technology Series).
- ACCR (2010). Au-delà du pétrole. Assurer notre avenir énergétique. Un bulletin sur l'industrie canadienne des carburants renouvelables. *In* ACCR. *Site de l'ACCR*, [En ligne]. www.greenfuels.org/uploads/documents/crfareportcardfrenchfinal.pdf (Page consultée le 24 janvier 2011).
- ACVGN (2011). Vehicules and Stations. *In* ACVGN. *Site web de l'ACVGN*, [En ligne]. <http://www.cngva.org/en/home/vehicules-stations/highway-tractors.aspx> (Page consultée le 20 août 2011).
- ADEME (n.d.) Le biogaz. *In* ADEME. *Site web de l'ADEME*, [En ligne]. http://www.ademe.fr/midi-pyrenees/a_2_19.html (Page consultée le 6 septembre 2011).
- AFSSET (2006). Risques sanitaires du biogaz. Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel. *In* Agence nationale de sécurité sanitaire, de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES). *Site web de l'ANSES*, [En ligne]. http://www.afssa.fr/ET/DocumentsET/biogaz_oct08.pdf (Page consultée le 24 juillet 2011).
- Ashden Awards (2007). Ashden Awards Case Study. BIOTECH India. Summary. *In* Ashden Awards. *Ashden Awards for sustainable energy*, [En ligne]. http://www.ashdenawards.org/files/BIOTECH%20full_0.pdf (Page consultée le 24 janvier 2011).
- Association canadienne des constructeurs de véhicules (2007). Listing of Flexible Fuel Vehicles Available in the Canadian market. *In* Association canadienne des constructeurs de véhicules. *Site web de l'Association canadienne des constructeurs de véhicules*, [En ligne]. http://www.cvma.ca/eng/news/2007/article_20071121_01.asp (Page consultée le 30 août 2011).
- APESA (2007). Méthanisation et production de biogaz. État de l'art. *In* APESA. *Site web de l'APESA*, [En ligne]. http://www.apesa.fr/iso_album/etat_de_l_art_methanisation-biogaz.pdf (Page consultée le 19 février 2011).
- Bach, C., Alvarez, R. and Winkler, A. (2010). Exhaust gas aftertreatment and emissions of natural gas and biomethane driven vehicles. *In* Biogasmax. *Site web de Biogasmax*, [En ligne]. http://www.biogasmax.fr/media/d5_9_biogasmax_report_final_v4b_20101103_083924400_0948_26012011.pdf (Page consultée le 24 août 2011).

- Bajeat, P. (1988). *Étude sur la valorisation du biogaz de lieu d'enfouissement sanitaire*. Essai de maîtrise en environnement, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Québec, 89 p.
- BAPE (1994). Rapport d'enquête et d'audiences publique. Centre de valorisation du biogaz au Centre de tri et d'élimination des déchets de la Ville de Montréal. In BAPE. *Site du BAPE*, [En ligne]. <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape080.pdf> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- BAPE (1997) Déchets d'hier et de demain. In BAPE. *Site du BAPE*, [En ligne]. <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape115.pdf> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- BAPE (2003). Rapport d'enquête et d'audience publique. Projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement sanitaire de Lachenaie (secteur nord). In BAPE. *Site du BAPE*, [En ligne]. <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape177.pdf> (Page consultée le 24 février 2011).
- BAPE (2004). Rapport d'enquête et d'audience publique Projet de raccordement au réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes dans l'est de l'île de Montréal. In BAPE. *Site du BAPE*, [En ligne]. <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape199.pdf> (Page consultée le 11 septembre 2011).
- Berndt, A.S.-S. (2005). Biogas upgrading with pressure adsorption versus biogas reforming. In Lens, P., Westermann, P., Haberbauer, M. and Moreno, A. (éd.), *Biofuels for Fuel Cells. Renewable energy from biomass fermentation* (chap. 22, p.414-429). Londres, IWA Publishing. (Integrated Environmental Technology Series).
- Bernet, N., Buffière, P. (2008). Caractérisation de la mise en œuvre de la méthanisation. In René Moletta (éd.), *La méthanisation* (chap. 4, p. 87-113). Paris, Éditions Tec & Doc – Lavoisier.
- Biopterre (2011). Un complexe environnemental à Drummond? In Bulletin de veille n°5. Service de veille technico-commerciale sur la biométhanisation, *Réseau d'expertise et de développement en biométhanisation*, [En ligne]. http://www.biomethanisation.ca/uploads/media/Bulletin_de_veille_No_5_mars_2011_01.pdf (Page consultée le 21 août 2011).
- Biothermica (2011). Biothermica acquiert le contrôle de Gazmont. In Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER). *Site web de l'AQPER*, [En ligne]. http://www.aqper.com/index.php?option=com_content&view=article&id=891:hmontpetit&catid=6:biomasse (Page consultée le 21 août 2011).
- Bhunja, P., John, R.P., Yan, S., Tyagi, R.D. and Surampalli, R.Y. (2010). In Khanal, S. K., Surampalli, R. Y., Zhang, T. C., Lamsal, B.P, Tyagi, R.D. and Kao, C.M. (éd.).

- Bioenergy and Biofuel from Biowastes and Biomass*. Reston (Virginie), American Society of Civil Engineers, 505 p.
- Bilitewski, B., Härdtle, G. and Marek, K. (1997). *Waste Management*. Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 699 p.
- Biogasmax (2010). BIOGASMAX 2006/2010 the synthesis. In Biogasmax. *Biogasmax. A Driving force*, [En ligne]. http://www.biogasmax.fr/media/synthesis_report_biogasmax_web_036599500_1239_23122010.pdf (Page consultée le 30 janvier 2011).
- Blanchette, R. (2008). Défi énergie nouvelles et renouvelables. Plan stratégique d'innovation en efficacité énergétique et nouvelles technologies de l'énergie. In Bibliothèque et archives nationales du Québec. Perspectives STS. *Collections Bibliothèque et archives nationales du Québec*, [En ligne]. <http://collections.banq.qc.ca/ark:/52327/bs48878> (Page consultée le 30 janvier 2011).
- Bromberg, L. and Cheng, W.K. (2010). Methanol as an alternative transportation fuel in the US: Options for sustainable and/or energy-secure transportation. In Alternative Fuels and Advanced vehicles data center (AFDC). *Site web de l'AFDC*, [En ligne]. http://www.afdc.energy.gov/afdc/pdfs/mit_methanol_white_paper.pdf (Page consultée le 31 août 2011).
- Cascades (2011). Environnement. In Cascades. *Site web de Cascades*, [En ligne]. http://www.cascades.com/papiers/biogaz_environnement.php (Page consultée le 30 janvier 2011).
- Çelik, M.B., Özdalyan, B. and Alkan, F. (2011). The use of pure methanol as fuel at high compression ratio in a single cylinder gasoline engine. *Fuel*. Avril, Vol. 90, n° 4, p. 1591-1598.
- Chamard, CRIQ et Roche. (2000). Caractérisation des matières résiduelles au Québec. In RECYC-Québec. *Site de RECYC-QUÉBEC*, [En ligne]. http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/prorecyc/docs/caracterisation_mat_resi.pdf (Page consultée le 11 mars 2011).
- Canada. (2009). écoÉNERGIE. In Écoaction. *Écoaction, ensemble pour faire plus avec moins*, [En ligne]. <http://www.ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/index-fra.cfm> (Page consultée le 31 août 2011).
- Chatain, V., Ohannessian, A. and Germain, P. (2008). Valorisation du biogaz et traitements épuratoires. In René Moletta (éd.), *La méthanisation* (chap. 15, p. 463-481). Paris, Éditions Tec & Doc – Lavoisier.
- Chen, P., Overholt, A., Rutledge, B. and Tomic, J. (2010). Economic Assessment of Biogas and Biomethane Production from Manure. White Paper. In CALSTART. *Site web de CALSTART*, [En ligne]. http://www.calstart.org/Libraries/Publications/Economic_Assessment_of_Biogas_and_Biomethane_Production_from_Manure_2010.sflb.ashx (Page consultée le 10 septembre 2011).

- Cheng, J., Li, Z., Haught, M. and Tang, Y. (2006). Direct methane conversion to methanol by ionic liquid-dissolved platinum catalysts. *Chem. Commun.* p. 4617-4619.
- Cheminfo Services (2009). Life Cycle Assessment of Renewable Fuel Production from Canadian Biofuel Plants for 2008-2009. In Association canadienne de combustibles renouvelable (ACCR). *Site de l'ACCR*, [En ligne]. http://www.greenfuels.org/uploads/documents/03_cheminfo_biofuel.pdf (Page consultée le 24 janvier 2011).
- Cimitile, M. (2009). Corn ethanol will not cut greenhouse gas emissions. In *Scientific American, Energy & Sustainability*. *Site web de Scientific American*, [En ligne]. <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=ethanol-not-cut-emissions> (Page consultée le 5 août 2011).
- Claverton Energy Research Group (2011). The Cogeneration or CHP Directive. In Claverton Energy. *Site web de Claverton Energy*, [En ligne]. <http://www.claverton-energy.com/the-cogeneration-or-chp-directive.html> (Page consultée le 5 août 2011).
- CMM (2006). Plan métropolitain de gestion des matières résiduelles. Vers une gestion responsable de notre environnement. In CMM. *Site de la CMM*, [En ligne]. http://www.cmm.qc.ca/pmgmr/documents/documents/pmgmr_projetplan.pdf (Page consultée le 5 février 2011).
- CMM (2010). Observatoire du Grand Montréal. Tableau de bord du Plan métropolitain de gestion des matières résiduelles. In CMM. *Site de la CMM*, [En ligne]. <http://tbpmgmr.cmm.qc.ca/swf/MesureIndicateurs.php> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- CNUCED (2007). Informations de marché dans les produits de bases. Gaz naturel. In CNUCED. *Site web de la CNUCED*, [En ligne]. <http://www.unctad.org/infocomm/francais/gaz/qualite.htm> (Page consultée le 28 juillet 2011).
- CNW Telbec (2010). Première au Canada - EBI-Environnement annonce la conversion de sa flotte de camion avec moteur au gaz naturel (GNC). In CNW Telbec, *CNW*, [En ligne]. <http://www.cnw.ca/en/releases/archive/December2010/21/c7135.html> (Page consultée le 21 août 2011).
- Coelho, S.T. and Goldemberg, J. (2004). Alternative Transportation Fuels: Contemporary Case Studies, In Cleveland, C. J. (réd.), *Elsevier Science Encyclopedia of Energy* (Vol. 1, p. 67-80). Elsevier.
- Conseil québécois du biodiesel (CQB) (2005). Le biodiesel. Le secteur énergétique au Québec : contexte, enjeux, questionnement. Commission de l'économie et du travail. In CQB. *Site de la CQB*, [En ligne]. <http://www.biodieselquebec.org/Pages/documentation.html> (Page consultée le 25 janvier 2011).
- Croteau, M. (2011). Les producteurs devront payer pour utiliser le réseau de Gaz Métro. *La Presse*. 4 août.

- Département de l'Énergie des Etats-Unis (2010). Ethanol greenhouse gas emissions. *In* Alternative Fuels and Advanced vehicles data center (AFDC). *Site web du Département de l'Énergie des Etats-Unis*, [En ligne]. <http://www.afdc.energy.gov/afdc/ethanol/emissions.html> (Page consultée le 30 juillet 2011).
- Doggett, T. (2011). Senate vote marks start of end for ethanol subsidies. *In* Reuters. *Site web de Reuters*, [En ligne]. <http://www.reuters.com/article/2011/06/16/us-usa-senate-ethanol-idUSTRE75F5IN20110616> (Page consultée le 30 juillet 2011).
- Dolan, G. (2008). China takes gold in methanol fuel. *In* Journal of Energy Security. *Site web de Journal of Energy Security*, [En ligne]. http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=148:chinatakesgoldinmethanolfuel&catid=82:asia&Itemid=324 (Page consultée le 18 juillet 2011).
- Droege, P. (2004). Renewable Energy and the City. *In* Cleveland, C. J. (réd.), *Elsevier Science Encyclopedia of Energy* (Vol. 5, p. 301-311). Elsevier.
- EBI Énergie (2010). Énergie renouvelable. Station de valorisation des biogaz. *In* EBI Énergie. *Site web du Groupe EBI*, [En ligne]. http://www.groupe-ebi.com/services_ebi_energie.php (Page consultée le 18 juillet 2011).
- EIA (2003). Status and Impact of State MTBE Bans. *In* EIA, FTP, [En ligne]. <ftp://ftp.eia.doe.gov/service/mtbe.pdf> (Page consultée le 18 août 2011).
- EIA (2011). Oil Crude and Petroleum Products. Explained. *In* EIA. *EIA. Independent Statistics and Analysis*, [En ligne]. http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=oil_home#tab2 (Page consultée le 18 août 2011).
- English, A., Rovner, J., Brown, J. and Davies, S. (2005). Methanol. *In* Kirk-Othmer *Encyclopedia of Chemical Technology* (Vol. 16, p. 299-316). John Wiley & Sons.
- EPA (2000). Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. *In* EPA. Office of compliance sector notebook project, *Site web de l'EPA*, [En ligne]. <http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/oilgas.pdf> (Page consultée le 18 août 2011).
- EPA (2002). Clean alternative fuels : Methanol. *In* AFDC. Office of compliance sector notebook project, *Site web de l'AFDC*, [En ligne]. http://www.afdc.energy.gov/afdc/pdfs/epa_methanol.pdf (Page consultée le 18 août 2011).
- Ernst et Young (2010). Étude de marché de la méthanisation et de la valorisation du biogaz. Rapport final. *In* ADEME. *Site web de l'ADEME*, [En ligne]. <http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=795DED03BB852DFE54973653068C2B581286783147272.pdf> (Page consultée le 24 février 2011).
- Evans, G. (2001). *Biowaste and Biological Waste Treatment*. London, James & James (Science Publishers), 194 p.

- Europa (2010). Promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. *In* Europa. Synthèse de la législation de l'UE. *Site web de EUROPA*, [En ligne]. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/en0009_fr.htm (Page consultée le 6 août 2011).
- Ford Runge, C. (2010). The case against biofuels. Probing ethanol's hidden costs. *In* Environment 360. *Site web de Yale University*, [En ligne]. http://e360.yale.edu/feature/the_case_against_biofuels_probing_ethanols_hidden_costs/2251/ (Page consultée le 6 août 2011).
- Fleshman, M. (2008). Flambée des prix alimentaires en Afrique. Mesures d'urgences et investissements agricoles. *In* Afrique Renouveau, vol.22. *Site web des Nations unies*, [En ligne]. <http://www.un.org/ecosocdev/geninfo/afrec/french/vol22no2/222-prix-alimentaires.html> (Page consultée le 6 août 2011).
- Gaz Métro (2004). La valorisation du biogaz des lieux d'enfouissement sanitaire. *In* Gaz Métro. Informa-Tech. *Site web de Gaz Métro*, [En ligne]. http://www.gazmetro.com/Data/Media/vol18_no1_fr.pdf (Page consultée le 22 juillet 2011).
- Gaz Métro (2009). Rapport annuel 2009. *In* Gaz Métro. *Site web de Gaz Métro*, [En ligne]. <http://www.corporatif.gazmetro.com/data/media/rapport%20annuel%202009.pdf?culture=fr-ca> (Page consultée le 21 août 2011).
- Gaz Métro (2010). Énergie et changements climatiques : la place grandissante du gaz naturel sur l'échiquier. *In* Gaz Métro. *Site web de Gaz Métro*, [En ligne]. http://www.corporatif.gazmetro.com/corporatif/communiqu/fr/html/1863986_fr.aspx?culture=fr-ca (Page consultée le 21 août 2011).
- Gaz Métro (2011a). Transport au Gaz naturel. *In* Gaz Métro. *Site web de Gaz Métro*, [En ligne]. <http://www.corporatif.gazmetro.com/Le-Gaz-Naturel/Transport-Au-Gaz-Naturel.aspx?culture=fr-ca> (Page consultée le 12 août 2011).
- Gaz Métro (2011 b). Prix de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression. *In* Gaz Métro. *Site web de Gaz Métro*, [En ligne]. <http://www.gazmetro.com/popup/prix-gaz.aspx?culture=fr-ca> (Page consultée le 21 août 2011).
- Geiselman, B. (2003). Redefining road hogs. Meat processor to make fuel from swine waste. *Waste News*. Mars, Vol. 8, n° 24, p. 4.
- GrDF (2011). Votre projet d'injection. *In* GrDF. *Site web de GrDF*, [En ligne]. <http://www.grdf.fr/fr/collectivites-territoriales/les-atouts-du-gaz-naturel/le-biomethane/votre-projet-dinjection/> (Page consultée le 30 juillet 2011).
- Godon, J.-J. (2008). Aspects biochimiques et microbiologiques de la méthanisation. *In* René Moletta (éd.), *La méthanisation* (chap. 3, p. 61-85). Paris, Éditions Tec & Doc – Lavoisier.
- Gottlieb, M. and Woodcock, K.E. (2004). Natural Gas. *In* *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology* (Vol. 12, p. 365-386). John Wiley & Sons.

- Guay, S. (2010). Projet de valorisation agricole des boues de la station d'épuration des eaux usées de la ville de Saint-Hyacinthe. *In* Association pour la prévention de la contamination de l'air et du sol. *Site web de l' Association pour la prévention de la contamination de l'air et du sol*. [En ligne].
<http://www.apcas.qc.ca/Mai2010Biomethatech.pdf> (Page consultée le 8 septembre 2011).
- Hall, C.A.S. and Day, J.J.W. (2009). Revisiting Limits to Growth after Peak Oil. *American Scientist*. Mai, p. 230-237.
- Hirtzberger, P. (2008). Les nouvelles applications de la digestion anaérobie – Du biogaz épuré pour faire tourner les flottes captives. *In* René Moletta (réd.), *La méthanisation* (chap. 13, p. 368-377). Paris, Éditions Tec & Doc – Lavoisier.
- Honda (2011). Civic GX Natural Gas Vehicule. *In* Honda. *Site web de Honda*, [En ligne].
<http://automobiles.honda.com/civic-gx/> (Page consultée le 30 août 2011).
- Hugosson, B. (2003). Biogas as vehicule fuel. An European overview. *In* Civitas, Trend Setter Europe. *Setting Trends for sustainable urban mobility*, [En ligne].
<http://www.trendsetter-europe.org/index.php?ID=1699> (Page consultée le 10 septembre 2011).
- Hydro-Québec (2009). Appel d'offres pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse : Hydro-Québec retient huit (8) soumissions. *In* Hydro-Québec. *Site de Hydro-Québec*, [En ligne].
http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2009-191.htm (Page consultée le 10 septembre 2011).
- Hydro-Québec (2011a). Électrification des transports. *In* Hydro-Québec. *Site de Hydro-Québec*, [En ligne]. <http://www.hydroquebec.com/electrification-transport/chiffres.html> (Page consultée le 12 juillet 2011).
- Hydro-Québec (2011 b). Tarif G. *In* Hydro-Québec. *Site de Hydro-Québec*, [En ligne].
<http://www.hydroquebec.com/affaires/moyen/tarif-affaires.html> (Page consultée le 10 septembre 2011).
- Institut Pasteur (2010). L'oeuvre de Louis Pasteur. *In* Institut Pasteur. *Site de l'Institut Pasteur*, [En ligne]. <http://www.pasteur.fr/ip/easysite/pasteur/fr/institut-pasteur/histoire/l-oeuvre-de-louis-pasteur> (Page consultée le 24 février 2011).
- Kaufmann, R. (2001). Increasing private consumption, or, why « The King » lost control. *In* Sitter-Liver, B., Baechler, B. and Berlinger-Staub, A. (réd.). *Supporting Life on Earth*. Berne (Suisse), Council of the Swiss Scientific Academies, p. 27-31.
- Klass, D.L. (2004). Biomass for renewable energy and fuels, *In* Cleveland, C. J. (réd.), *Elsevier Science Encyclopedia of Energy* (Vol. 1, p. 193-212). Elsevier.
- Jackson, M.D. and Moyer, C.B. (2000). Alcohol Fuels. *In* *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, John Wiley & Sons, 33 p.
- Labeyrie, P. (2007). Le biogaz. Les biocarburants. *In* Sabonnadière, J.-C., *Nouvelles technologies de l'énergie 3* (chap. 3, p. 169-198). Paris, Lavoisier.

- Lima Amarante (2010). *Biométhanisation des déchets putrescibles municipaux – technologies disponibles et enjeux pour le Québec*. Essai de maîtrise en environnement, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Québec, 89 p.
- Lindner, J.P., Lovanovski, A. and Bos, U. (2010). Final evaluation report analysis of the site evaluation activities. In Biogasmax. *Site web de Biogasmax*, [En ligne]. http://www.biogasmax.eu/media/d6_2_biogasmax_ustutt_aug2010vf_023720500_0948_26012011.pdf (Page consultée le 24 mars 2011).
- Loi sur la qualité l'environnement*, L.R.Q., c. Q-2.
- Lula da Silva, L. I. (2008). Les biocarburants ne sont pas responsables. In Chornique ONU. *Site web de l'ONU*, [En ligne]. <http://www.un.org/wcm/content/site/chronicle/cache/bypass/lang/fr/home/archive/isues2008/pid/5098?print=1> (Page consultée le 24 juillet 2011).
- Sammes, N.M., Du, Y. and Bove, R. (2005). Fuel cell principles and prospective. In Lens, P., Westermann, P., Haberbauer, M. and Moreno, A. (éd.), *Biofuels for Fuel Cells. Renewable energy from biomass fermentation* (chap. 14, p.235-247). Londres, IWA Publishing. (Integrated Environmental Technology Series).
- Silteau, M.-C. (2011). Discussion au sujet de l'inventaire des matières résiduelles ICI de Montréal. Communication orale. *Entrevue téléphonique menée par Éric Pinard avec Marie-Christine Silteau, commis aux informations générales de RECYC-Québec*, 11 mars 2011.
- Martin-Amouroux, J.M. (2003). Les prix et les coûts des sources d'énergies. In Société française de physique. *Débat*, [En ligne]. http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/PrixetCouts.htm (Page consultée le 6 septembre 2011).
- McPhie, P. et Caoutte, A. (2009). Consommation du mazout lourd au Canada. In Statistique Canada, *Site web de Statistique Canada*, [En ligne]. <http://www.statcan.gc.ca/pub/11-621-m/11-621-m2007062-fra.htm> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- MDDEP (2002a). Les précipitations acides au Québec. In MDDEP. *Site du MDDEP* [En ligne]. http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/pre_acid/index.htm (Page consultée le 6 septembre 2011).
- MDDEP (2002b). Indice de la qualité de l'air. In MDDEP. *Site du MDDEP* [En ligne]. <http://www.iqa.mddep.gouv.qc.ca/contenu/polluants.htm> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- MDDEP (2007). Un projet de société pour le Québec. Stratégie gouvernementale du développement durable 2008-2013. In MDDEP. *Site du MDDEP* [En ligne]. http://www.mddep.gouv.qc.ca/developpement/strategie_gouvernementale/strat_gouv.pdf (Page consultée le 9 mars 2011).
- MDDEP (2008a). Plan d'action 2006 – 2012. Le Québec et les changements climatiques. Un défi pour l'avenir. In MDDEP. *Site du MDDEP* [En ligne].

- http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/plan_action/2006-2012_fr.pdf (Page consultée le 14 février 2011).
- MDDEP (2008b). Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage. Cadre normatif. *In* MDDEP. *Site du MDDEP*, [En ligne]. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/cadre-normatif.pdf> (Page consultée le 24 janvier 2011).
- MDDEP (2009a). Plan d'action 2010-2015. Projet de politique québécoise sur la gestion des matières résiduelles. *In* MDDEP. *Site du MDDEP* [En ligne]. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/matieres/pgmr/plan-action.pdf> (Page consultée le 17 janvier 2011).
- MDDEP (2009b). Document de présentation de la politique. *In* MDDEP. *Site du MDDEP*, [En ligne]. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/matieres/pgmr/presentation.pdf> (Page consultée le 19 février 2011).
- MDDEP (2010a). Un investissement Canada-Québec pour quatre projets d'infrastructure verte dans la région de Montréal. *Communiqué de presse*. 1^{er} février.
- MDDEP (2010b). Hiérarchie des modes de gestion des matières résiduelles et reconnaissance d'opérations de traitement en tant que valorisation énergétique. *In* MDDEP. *Site du MDDEP*, [En ligne]. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/matieres/regime-compensation/hierarchie-modesgmr.pdf> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- Meadows, D., Randers, J. and Meadows, D. (2004). *Limits to Growth. The 30-Year Update*. Vermont. Chelsea Green Publishing Company, 338 p.
- MEEDDM (2011). Un plan national pour développer les véhicules propres. *In* MEEDDM. *Site web du MEEDDM*, [En ligne]. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Un-plan-national-pour-developper,15547.html> (Page consultée le 6 août 2011).
- Methanex (2006). Technical informations & Safe handling guide for methanol. *In* Methanex. *Site web de Methanex*, [En ligne]. http://www.methanex.com/products/documents/TISH_english.pdf (Page consultée le 10 septembre 2011).
- Methanex (2011). Methanol Price. *In* Methanex. *Site web de Methanex*, [En ligne]. <http://www.methanex.com/products/methanolprice.html> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- Meulepas, R.J.W., Nordberg, A., Mata-Alvarez, J. and Lens, P.N.L. (2005). Methane production from wastewater, solid waste and biomass. *In* Lens, P., Westermann, P., Haberbauer, M. and Moreno, A. (éd.), *Biofuels for Fuel Cells. Renewable energy from biomass fermentation* (chap. 7, p. 121-138). Londres, IWA Publishing.
- MI (2011). *Methanol Institute*. [En ligne]. <http://www.methanol.org/> (Page consultée le 6 août 2011).
- Michaud, G. (2010). Biométhanisation : Hydro-Québec choisit deux projets de RCI Technologies. *In* Le Courrier du Sud. *Site du Courrier du Sud*, [En ligne].

- <http://lecourrierdusud.canoe.ca/webapp/sitepages/content.asp?contentid=124605&id=1651> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- Moletta, R. et Verstraete, W. (2008). La méthanisation dans la problématique énergétique et environnementale. In René Moletta (réd.), *La méthanisation* (chap. 1, p. 3-8). Paris, Éditions Tec & Doc – Lavoisier.
- Monot, F., Duplain, J.-L., Alazard-Toux, N. et His, S. (2007). Les biocarburants. In Sabonnadière, J.-C., *Nouvelles technologies de l'énergie 3* (chap. 2, p. 93-168). Paris, Lavoisier.
- Monzambe, M. (2002). La problématique de la biométhanisation en République démocratique du Congo. *Bulletin de l'Académie nationale des sciences du développement*. vol. 3, p. 7-34.
- MRNF (2006). L'énergie pour construire le Québec de demain. La stratégie énergétique du Québec 2006 – 2015. In MRNF. *Site du MRNF*, [En ligne]. <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf> (Page consultée le 14 février 2011).
- MRNF (2010). Gros plan sur l'énergie. Consommation du gaz naturel. In MRNF. *Site web du MRNF*, [En ligne]. <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-gaz.jsp> (Page consultée le 14 février 2011).
- MRNF et FPInnovations-Paprican (2009). Guide de développement – Le bioraffinage forestier : Possibilité pour les entreprises québécoises de pâtes et papiers. In Biorefinery. *Site web de Biorefinery CRIP*, [En ligne]. <http://www.biorefinery.ws/doc/outils/Bioraffinage-forestier.pdf> (Page consultée le 15 juin 2011).
- Mumford, L. (1961). *The City in History. Its Origins, Its Transformations, and Its Prospects*. London, Harcourt, 657 p.
- Murphy, J.D. and McCarthy, K. (2005). The optimal production of biogas for use as a transport fuel in Ireland. *Renewable Energy*. Vol. 30, p. 2111-2127.
- NGV Global (2010). Natural gas vehicles. In NGV Global. *NGV Global. International Association for Natural Gas Vehicles*, [En ligne]. <http://www.iangv.org/natural-gas-vehicles.html> (Page consultée le 20 août 2011).
- NGV Global (2011). Switzerland records inscreased use of natural gas/biomethane. In NGV Global. *NGV Global. International Association for Natural Gas Vehicles*, [En ligne]. <http://www.ngvglobal.com/switzerland-records-increased-use-of-natural-gasbiomethane-0331> (Page consultée le 21 août 2011).
- Le Nir, M. et Boulanger, D. (2010). La valorisation du biogaz dans l'industrie pétrochimique. In *La Maîtrise de l'énergie*. Vol. 25, n° 3, septembre, p. 16-18.
- Litman, T. (2009). Smart Transportation Economic Stimulation. In Victoria Transportation Policy Institute. *Site web de Victoria Transportation Policy Institute*, [En ligne]. http://www.vtpi.org/econ_stim.pdf (Page consultée le 4 septembre 2011).

- Nove Environnement et BFI (2007). Étude d'impact. Volume 1. Rapport principal. In BAPE. *Site du BAPE*, [En ligne].
<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/LET-Lachenaie/documents/PR3.1/PR3.1.pdf> (Page consultée le 22 février 2011).
- Olah, G. A., Goeppert, A. and Surya Prakash, G.K. (2006). *Beyond Oil and Gas : The Methanol Economy*. Los Angeles, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 290 p.
- Olivier, M. (2007). *Matières résiduelles et 3RV-E*. 2e édition. Québec, Les productions Jacques Bernier, 252 p.
- OPEP (2011). Annual Report 2010. In OPEP. *Site de l'OPEP*, [En ligne].
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/Annual_Report_2010.pdf (Page consultée le 15 août 2011).
- Oxfam (2010). Sustainable energy: biogas. In Oxfam New Zealand. *Oxfam New Zealand. Working together to end poverty and injustice*, [En ligne].
<http://www.oxfam.org.nz/what-we-do/where-we-work/east-timor/sustainable-energy> (Page consultée le 21 février 2011).
- Park, H. and Andrews, C. (2004). City Planning and Energy Use. In Cleveland, C. J. (réd.), *Elsevier Science Encyclopedia of Energy* (Vol. 1, p. 317-330). Elsevier.
- Perron, F. (2010). *Potentiel énergétique et gains environnementaux générés par la biométhanisation des matières organiques résiduelles au Québec*. Essai de maîtrise en environnement, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Québec, 108 p.
- Persson, M. (2003). Evaluation of upgrading techniques for biogas. Report SGC 142. In United Nations Framework Convention on Climate Change (UFCCC). Clean Development Mechanism. In *Site web de l'UFCCC* [En ligne].
<http://cdm.unfccc.int/filestorage/E/6/T/E6TUR2NNQW9O83ET10CX8HTE4WXR2O/Evaluation%20of%20Upgrading%20Techniques%20for%20Biogas.pdf?t=R0p8bHJhZGF4fDDf2yOcpe6c0CSTOyohFZhK> (Page consultée le 28 janvier 2011).
- Pierantozzi, R. (2003). Carbon dioxide. In *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology* (Vol. 4, p. 803-822). John Wiley & Sons.
- Plateaux, H. (réd.) (2011). Bornes de recharges pour VE en instance de disponibilité. *Énergie & Développement Durable*. n 32, p. 60-61.
- PNUE (2009). Toward sustainable production and use of resources : Assessing Biofuels. In PNUE. *United Nations Environment Programme. Division of Technology, Industry and Economics*, [En ligne].
http://www.unep.fr/scp/rpanel/pdf/assessing_biofuels_full_report.pdf (Page consultée le 28 janvier 2011).
- Polprasert, C. (2007). *Organic Waste Recycling. Technology and Management*. 3e édition, Londres, IWA publishing, 516 p.
- Popat, S.C. and Deshusses, M.A. (2008). Biological removal of siloxanes from landfill and digester gases : opportunities and challenges. *Environmental Science and Technology*, Novembre, vol. 42, n. 22, p. 8510-8515.

- Pöschl, M., Ward, S. and Owende, P. (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy*, vol. 87, p. 3305-3321.
- Québec (2011). Nouvelles énergies. In *Énergies Vertes. Québec à la puissance verte*, [En ligne]. http://www.energiesvertes.gouv.qc.ca/nouvelles_energies/index.asp (Page consultée le 21 février 2011).
- Rajabapaiah, P., Jayakumar, S. and Reddy, A. K. N. (1993). Biogas Electricity – The Pura village case study. In Burnham, L. (réd.), *Renewable Energy. Sources for Fuels and Electricity* (chap. 18 , p. 787-815). Washington, Island Press.
- Raven, R.P.J.M. and Gregersen, K.H. (2007). Biogas plants in Denmark : successes and setbacks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n °11, p. 116-132.
- RCI Technologies (2010). Transformation des matières résiduelles en énergie renouvelable. RCI Technologies. In *RCI Environnement. Site de RCI Technologies*, [En ligne]. <http://www.rcienvironnement.com/dechetsUltimes-rci-technologies.php> (Page consultée le 17 janvier 2011).
- RECYC-QUÉBEC (2006). Bilan 2006 de la gestion des matières résiduelles au Québec. In RECYC-QUÉBEC. *Site de RECYC-QUÉBEC*, [En ligne]. http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/upload/Publications/bilan_2004_de_la_gestion_des_matières_r.pdf (Page consultée le 9 septembre 2011).
- RECYC-QUÉBEC (2009a). Bilan 2008 de la gestion des matières résiduelles au Québec. In RECYC-QUÉBEC. *Site de RECYC-QUÉBEC*, [En ligne]. <http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/Upload/Publications/MICI/Rendez-vous2009/Bilan2008.pdf> (Page consultée le 21 février 2011).
- RECYC-QUÉBEC (2009b). Portrait de la gestion des matières résiduelles dans le sous-secteur institutionnel au Québec 2004-2009 – Rapport synthèse. In RECYC-QUÉBEC. *Site de RECYC-QUÉBEC*, [En ligne]. <http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/Upload/Publications/MICI/Rendez-vous2009/Portrait-gmr-in04-09.pdf> (Page consultée le 11 mars 2011).
- RECYC-QUÉBEC (2009c). Caractérisation des matières résiduelles du sous-secteur commercial au Québec 2008-2009 - Rapport synthèse. In RECYC-QUÉBEC. *Site de RECYC-QUÉBEC*, [En ligne]. <http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/Upload/Publications/MICI/Rendez-vous2009/Caract-ssecteur08-09.pdf> (Page consultée le 11 mars 2011).
- Régie de l'Énergie (2011). Décision D-2011-108. In Régie de l'Énergie. *Site web de la Régie de l'Énergie*, [En ligne]. <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2011-108.pdf> (Page consultée le 11 septembre 2011).
- Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles*, L.R.Q., c. Q-2
- Ressources naturelles Canada (2008). Alternative fuels in Canada. In *Ressources naturelles Canada. Site web de Ressources naturelles Canada*, [En ligne].

- <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/infosource/pub/transportation/fuels-in-canada.pdf> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- Ressources naturelles Canada (2009). Rouler à l'éthanol. *In* Ressources naturelles Canada. *Site web de Ressources naturelles Canada*, [En ligne].
<http://oee.nrcan.gc.ca/communautes-gouvernement/transports/federal/rouler-ethanol.cfm?attr=9> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- Ressources naturelles Canada (2011). The 2011 Fuel Consumption Guide. *In* Ressources naturelles Canada. *Site web de Ressources naturelles Canada*, [En ligne].
<http://oee.nrcan-rncan.gc.ca/publications/transportation/fuel-guide/2011/cars.cfm?attr=8> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- Righelato, R. and Spracklen, D. V. (2007). Carbon Mitigation by Biofuels or by Saving and Restoring Forests? *Science*. Août, Vol. 317, p. 902.
- Rodgers, C. (2010). Saint-Hyacinthe ouvre son usine de méthanisation. *In* La Presse Affaires. *Cyberpresse.ca*, [En ligne].
<http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/portfolio/portrait-2010/monteregie-est/201002/09/01-947892-saint-hyacinthe-ouvre-son-usine-de-methanisation.php> (Page consultée le 6 septembre 2011).
- Rothsay (2009). Produits biodiesel. *In* Rothsay. *Site de Rothsay*, [En ligne].
<http://www.rothsay.ca/francais/produits/biodiesel/> (Page consultée le 17 janvier 2011).
- Sayin, C. (2010). Engine performance and exhaust gas emissions of methanol and ethanol-diesel blends. *Fuel*. Novembre, Vol. 89, n° 11, 3410-3415.
- Scheer, H. (2010). Hermann Scheer (1944-2010): German Lawmaker, Leading Advocate for Solar Energy and "Hero for the Green Century" in One of His Final Interviews. Communication orale. *Democracy Now!*, 15 octobre 2010, New York.
- Séguin, M. (1999). Un nouveau monde de déchets. La transformation d'une problématique en enjeu au Québec. *In* Vaillancourt, J.-G., Séguin, M., Maheu, L. et Cotnoir, L. *La gestion écologique des déchets* (chap. 11, p. 187-211). Montréal, Les presses de l'Université de Montréal, 222 p.
- Smithfield Bioenergy (2003). Products. *In* Best Biofuels. *Site web de Best Biofuels*, [En ligne]. <http://www.bestbiofuels.com/products.html> (Page consultée le 4 septembre 2011).
- SNC-Lavalin, Solinov et Ciraig (2007). Étude comparative des technologies de traitement des résidus organiques et des résidus ultimes applicables à la région métropolitaine de Montréal. Rapport final présenté à la Communauté Métropolitaine de Montréal. [En ligne].
http://www.cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/Etude_Technologies_PM_GMR.pdf (Page consultée le 19 février 2011).
- Société des transports de Montréal (STM) (2003). Démonstration et évaluation du biodiesel à la Société de transport de Montréal. Rapport de fin de projet. *In* STM. *Mouvement*

- collectif STM*, [En ligne]. <http://www.mouvementcollectif.org/wp-content/uploads/2009/05/le-biodiesel-biobus-rapportfinal-lien1-fr.pdf> (Page consultée le 28 janvier 2011).
- Solinov (2008). Étude sur la planification du volet infrastructures des matières organiques de l'agglomération de Montréal. In Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/ENVIRO_FR/MEDIA/DOCUMENTS/etude_sur_la_planification_du_volet_infrastructures_pdgmr_2008_2012_1.PDF (Page consultée le 10 mars 2011).
- Stucki, S. and Ludwig, C. (2003). Introduction. In Ludwig, C., Hellweg, S. and Stucki, S. (réd.) *Municipal Solid Waste Management. Strategies and Technologies for Sustainable Solutions* (chap. 1, p. 1-14). Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 534 p.
- Stucki, S., Wochele, J., Ludwig, C., Brandl, H. And Youcai, Z. (2003). Waste Disposal : What are the impacts? In Ludwig, C., Hellweg, S. and Stucki, S. (réd.) *Municipal Solid Waste Management. Strategies and Technologies for Sustainable Solutions* (chap. 2, p. 15-43). Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 534 p.
- Tchobanoglous, G., Theisen, H., Vigil, S. (1993). *Intergrated solid waste management. Engineering principles and management issues*. New York, McGraw-Hill, 978 p.
- Theopald, O. et Breccq, C. (2010). Etude de Marché de la Méthanisation et des Valorisations du Biogaz – Synthèse. In Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'énergie (ADEME). *Site de l'ADEME*, [En ligne]. <http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=795DED03BB852DFE54973653068C2B581286783065857.pdf> (Page consultée le 14 février 2011).
- Transfert Environnement (2010). Étude sur les facteurs pouvant influencer l'acceptabilité sociale des équipements de traitement des matières résiduelles. Rapport final. In CMM. *Site web de la CMM*, [En ligne]. http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/gmr_accesSocial_rapport.pdf (Page consultée le 14 février 2011).
- Ulman, T. L. and Hare, C. T. (1986). Emissions characterization of two methanol fueled transit buses. In EPA. *Site web de l'EPA*, [En ligne]. <http://nepis.epa.gov/Exe/ZyNET.exe> (Page consultée le 14 février 2011).
- Vancouver Sun (2008). Biofuels help environment, but they're hard to find. In Canwest publications. *Canada.com*, [En ligne]. <http://www.canada.com/vancouver/news/story.html?id=45fc61c1-56ba-4b5d-8ef0-405d3acf5b3e> (Page consultée le 14 février 2011).
- Van Kempen, T. (2003). Manure to Energy. The Utah Project. In North Carolina University Swine Extension. *The Pig Site*, [En ligne]. <http://www.thepigsite.com/articles/914/manure-to-energy-the-utah-project> (Page consultée le 4 septembre 2011).

- Vendette, N. et Côté, V. (2008). L'écologie industrielle en 42 mots. *In* Centre de transfère technologique en écologie industrielle (CTTEI). *Site web du CTTEI*, [En ligne]. <http://www.cttei.qc.ca/documents/EIen42mots.pdf> (Page consultée le 22 août 2011).
- Verdesis (2011). Valorisation. Traitement. *In* Verdesis. *Site web de Verdesis*, [En ligne]. <http://www.verdesis.net/valorisation/traitement.html> (Page consultée le 30 juillet 2011).
- Ville de Montréal (2009a). Portrait 2008 de la gestion matières résiduelles. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/ENVIRO_FR/MEDIA/DOCUMENTS/portrait_2008.PDF (Page consultée le 20 février 2011)
- Ville de Montréal (2009b) Plan directeur de gestion des matières résiduelles 2010-2015. Réduire pour mieux grandir. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/ENVIRO_FR/MEDIA/DOCUMENTS/pdgm_r_2010_2014_fr.PDF (Page consultée le 20 février 2011).
- Ville de Montréal (2010). Le plan de développement durable de la collectivité montréalaise 2010-2015. Ensemble pour une métropole durable. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/PES_PUBLICATIONS_FR/PUBLICATIONS/PLAN_2010_2015.PDF (Page consultée le 25 février 2011).
- Ville de Montréal (2011a). Vers la valorisation des matières organiques - Nouvelle étape franchie dans l'implantation des usines vertes à Montréal. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=5798,42657625&_dad=portal&_schema=PORTAL&id=16265 (Page consultée le 28 août 2011).
- Ville de Montréal (2011b). Récupération des biogaz. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,75372064&_dad=portal&_schema=PORTAL (Page consultée le 28 juin 2011).
- Ville de Montréal (2011c). Réseau de surveillance. Liste des terrains contaminés. *In* Ville de Montréal. *Site de la Ville de Montréal*, [En ligne]. http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_dad=portal&_pageid=157,2629453&_schema=PORTAL (Page consultée le 11 septembre 2011).
- Volvo (2011). Alternative fuels. *In* Volvo. *Site web de Volvo*, [En ligne]. <http://www.volvobuses.com/bus/global/en-gb/volvogroup/Environment/Alternative%20fuels/Biogaz%20and%20Biodiesel/Pages/biogaz%20and%20biodiesel.aspx> (Page consultée le 28 juin 2011).
- Wellinger, A. (2009). L'épuration du biogaz : une étape clé du processus. *In* Biogasmax. *Site web de Biogasmax*, [En ligne]. http://www.biogasmax.fr/media/5awepuration_du_biogaz_court_074152800_1554_05012010.pdf (Page consultée le 30 juillet 2011).

- Wenisch, S. et Monier, E. (2007) Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des ordures ménagères collectées sélectivement en France. Synthèse In Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'énergie (ADEME). *Site de l'ADEME*, [En ligne].
<http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=7554D11A867CC73226EA33AE65BA52201195205311754.pdf> (Page consultée le 14 février 2011).
- Xebec (2011). Installations de biogaz. In Xebec. *Xebec, un monde propulsé à l'énergie verte*, [En ligne]. http://www.xebecinc.com/fr/e_biogas_plants.php (Page consultée le 21 août 2011).
- Zhu, X. and Venderbosch, R. (2005). A correlation between stoichiometrical ratio of fuel and its higher heating value. *Fuel*. Mai, Vol. 84, n° 7-8, p, 1007-1010.

BIBLIOGRAPHIE

- Bechtold, R. L. (1997). *Alternative Fuels Guidebook. Properties, Storage, Dispensing and Vehicle Facility Modifications*. Warrendale (Pennsylvanie), Society of Automotive Engineers, 201 p.
- Benyagoub, M. (2010). Des biocarburants à partir de microalgues : mythe ou réalité? *La maîtrise de l'énergie*, vol. 25, n° 2, p. 18-19.
- Boisvert, M.A. (réd.) (2004). *L'urbain. Un enjeu environnemental*. Sainte-Foy, Presses de l'Université du Québec, 228 p.
- Boisvert, P. (2010). Usines de biométhanisation : Montréal-Est ciblée. *In Transcontinental*. MontrealExpress.ca, [En ligne]. <http://www.montrealexpress.ca/Actualites/Vos-nouvelles/2010-11-02/article-1918820/Usines-de-biomethanisation-%3A-Montreal-Est-ciblee/1> (Page consultée le 15 janvier 2011).
- Bouthillier, C. (2010). L'usine de biométhanisation sera implantée à Varennes. *La Seigneurie*, 15 octobre.
- Breton, D. (2010). Transport collectif et biogaz - Manquerons-nous l'autre révolution tranquille? *Le Devoir*, 22 novembre.
- Canada. Ressources naturelles Canada et Agriculture et Agroalimentaire Canada (2002). À la découverte de la production et de l'utilisation du biogaz. *In* Gouvernement du Canada. *Programme des services de dépôt*, [En ligne]. <http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection/M92-253-2002F.pdf> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- Cornelissen, K. (2011). Usine de biométhanisation de Rivière-du-Loup - Un excellent projet, mais un mauvais mandat d'étude. *Le Devoir*, 1 février.
- Couturier, C. and Meiffrin, I. (2001). From biogas to energy. A European overview. Regulatory, fiscal, economic and political context for development. Toulouse (France), Édition SOLAGRO, 55 p.
- Delatte, C. et Orozco, P. R. (2010). Une mesure qui ignore les énergies renouvelables. La taxe carbone favorise le tout électrique. *Le Monde diplomatique*, janvier, p. 20-21.
- Francoeur, L.-G. (2009). L'ombre derrière les biocarburants. *Le Devoir*, 19 octobre, n.d.
- Genest, B.-A., Nguyen, T. H. (2002). *Principes et techniques de la gestion de projets*. 3^e édition, Laval, Les Éditions Sigma Delta, 447 p.
- Guimont, J. (2010). *La collecte à trois voies au Québec : qu'attendons-nous?* Essai de maîtrise en environnement, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Québec, 55 p.
- Haroun, T. (2010). Filières énergétiques - Les municipalités découvrent une nouvelle source de revenus. *Le Devoir*, 27 mars.
- Iveco Spa (1999). *New city vehicles using methane as a fuel. Project TR/511/92*. Torino (Italie), European Commission, 15 p.

- Kelly, H. and Weinberg, C. J. (1993). Utility strategies for using renewable. In Burnham, L. (éd.), *Renewable Energy. Sources for Fuels and Electricity* (chap. 23 ,p. 1011-1069). Washington, Island Press.
- Laforest, M. (2010). Conversion de la matière organique : production d'énergie renouvelable à Rivière-du-Loup. *La maîtrise de l'énergie*, vol. 25, n° 17-20, p. 18-19.
- Lampron, A. (2010). Usine de biométhanisation : le conseil d'agglomération entamera des études. In Le Courrier du Sud. *Site du Courrier du Sud*, [En ligne]. <http://lecourrierdusud.canoe.ca/webapp/sitepages/printable.asp?paper=lecourrierdusud.canoe.ca&contentid=163996&anewspapername=Le+Courrier+du+Sud> (Page consultée le 18 janvier 2011).
- Lantz, M., Svensson, M., Björnsson, L. and Björnsson, P. (2006) The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden – Incentives, barriers and potentials. *Energy Policy*, vol. 35, p. 1830-1843.
- LeBel, G. (2011). Biométhanisation : Rivière-du-Loup sur la route du Gaz naturel... *Le Saint-Laurent Portage*, 21 janvier.
- Lettinga, G. and Haandel, A.C. (1993). Anaerobic digestion for energy production and environmental protection. In Burnham, L. (éd.), *Renewable Energy. Sources for Fuels and Electricity* (chap. 19 , p. 817-839). Washington, Island Press.
- Ling, G. O. (2005). *Sustainability and Cities. Concept and Assessment*. Singapore, Institute of Policy Studies and World Scientific Publishing, 243 p.
- Mazumdar, A. (1982). *Consolidation of Information. Biogas Handbook*. Pilot Edition, Paris, General Information Programme, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, 133 p.
- RECYC-QUÉBEC (2008). La digestion anaérobique. Les matières organiques en fiches techniques. In Recyc-Québec. *Site de Recyc-Québec*, [En ligne]. <http://www.recycquebec.gouv.qc.ca/upload/publications/mici/mat-org-fiches-2008/fiche6-digestion.pdf> (Page consultée le 17 janvier 2011).
- RECYC-QUÉBEC (2010). Les matières organiques – Fiches informatives. In Recyc-Québec. *Site de Recyc-Québec*, [En ligne]. <http://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/Upload/Publications/Fiche-compost.pdf> (Page consultée le 17 janvier 2011).
- Santini, D. J. (2004). Transportation Fuel Alternatives for Highway Vehicles. In Cleveland, C. J. (éd.), *Elsevier Science Encyclopedia of Energy* (Vol. 1, p. 203-219). Elsevier.
- Simon, R. and Kitasei, S. (2011). New Mexico's Winter Tale: Gas, Gas Everywhere But Not a Drop to Burn. In Worldwatch Institute. *Revolt. The Worldwatch Institute's Climate and Energy Blog* [En ligne]. <http://blogs.worldwatch.org/revolt/new-mexico's-winter-tale-gas-gas-everywhere-but-not-a-drop-to-burn/> (Page consultée le 16 février 2011).

Tata Energy Research Institute (1982). *Consolidation of Information. A review of the literature on the promotion of biogas systems*. Pilot Edition, Paris, General Information Programme, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, 76 p.

Union des Municipalités du Québec (UMQ) (2010). Entrée en fonction de l'usine de Saint-Hyacinthe. In UMQ. *Site de l'UMQ*, [En ligne].
<http://www.umq.qc.ca/nouvelles/actualite-municipale/biomethanisationentree-en-fonction-de-l-usine-de-saint-hyacinthe/> (Page consultée le 18 janvier 2011).

ANNEXES

Annexe 1 Les contaminants du lixiviat

La présente annexe présente des informations additionnelles sur le contenu potentiel du lixiviat provenant des LET. Le Tableau A1.1 présente les normes de rejet à l'égout de la municipalité de Terrebonne afin de donner une idée au lecteur des substances présentes. En effet, le lixiviat est riche en matières organiques dissoutes, à une demande chimique en oxygène élevé (DCO), en composés inorganiques et contient également des métaux lourds et des composés organiques xénobiotiques tels les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) (Stucki *et al.*, 2003) et les phénols.

Tableau A1.1 Normes de rejet à l'égout (tiré de Nove Env. et BFI, 2008, p. 2-22)

Paramètre	Norme ^a
pH	5,5 à 9,5
Huiles et graisses totales	150 mg/l
Hydrocarbures C ₁₀ – C ₅₀	30 mg/l
Phénols (GC/MS)	1,0 mg/l
Métaux totaux	10 mg/l
Cyanures totaux	2,0 mg/l
Sulfures totaux	5 mg/l
Cuivre total	5 mg/l
Cadmium total	2 mg/l
Chrome total	5 mg/l
Nickel total	5 mg/l
Mercuré total	0,05 mg/l
Zinc total	10 mg/l
Plomb total	2 mg/l
Arsenic total	1 mg/l
Phosphore total	100 mg/l

Le Tableau A1.2 décrit les l'impact environnemental de certain des contaminants, ainsi que leur importance et le Tableau A1.3 décrit la qualité du biogaz de décharge en fonction de sa pureté. Les hydrocarbures volatils, qui font ici référence aux résidus de produits pétroliers, sont un exemple de substances qui ne se retrouverait normalement pas dans un bioréacteur à matière organique. Les composés organiques volatils siliciés (COVSi) sont un cas particulier qui sera traité au troisième chapitre.

Tableau A1.2 Impact des contaminants du lixiviat (modifié de Stucki *et al.*, 2003, p. 29)

GROUPE	COMPOSÉ	IMPACT	IMPORTANCE
Lixiviat			
Sels	e.g. chlorure	Écotoxicité	Grande contribution des systèmes de traitement du lixiviat
Azote	e.g. ammoniac	Eutrophisation	Important
Métaux	Cd, Ni	Toxicité humaine, cancérigène	Moins important
	Cu, Hg, Pb, Zn	Écotoxicité	Moins important
Carbone	DCO	Eutrophisation	Moins important
Biogaz			
Volatils	Méthane	Explosif, réchauffement global, asphyxie	Contribution importante des LES aux émissions totales
	CO ₂	Changement climatique	Contribution mineure des LES aux émissions totales
	H ₂ S	Odeurs, corrosion	Impact mineur dû à l'oxydation en présence de l'oxygène
	Composés organo-halogénés	Toxicité humaine, cancérigène, appauvrissement de la couche d'ozone	Important pour employés et communautés locales
	Matière organique	Toxicité humaine, nuisance	Important pour employés et communautés locales
	Métaux	Toxicité humaine	Moins important